

2012

Las reservas de hidrocarburos de México

1 de enero de 2012

2012

Las reservas de hidrocarburos de México

1 de enero de 2012

Contenido

Contenido

Página

Prefacio

Petróleos Mexicanos (Pemex) presenta nuevamente, como lo viene haciendo desde hace catorce años, la publicación de *Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012*. Esta última edición, refrenda el compromiso de mantener la transparencia y rendición de cuentas en relación al inventario de las reservas de hidrocarburos del país. Como es ya una tradición, esta publicación permite a la sociedad en su conjunto, tener acceso a uno de los activos más importantes del país como lo son las reservas de hidrocarburos, así como también constatar los avances en las estrategias de exploración durante 2011 que permitieron no sólo incorporar reservas nuevas sino también incrementar el inventario de las mismas, dando certidumbre en la viabilidad a futuro de una de las empresas más importantes del país, como lo es Petróleos Mexicanos y en particular Pemex Exploración y Producción (PEP).

Esta publicación pretende mostrar los aspectos más relevantes de los cambios que durante el año 2011 sufrieron las reservas de hidrocarburos, lo anterior con base en la aplicación de los lineamientos nacionales e internacionales vigentes que regulan la estimación de este importante recurso no renovable. Pemex, consiente de la responsabilidad que representa el administrar de manera eficiente uno de los recursos naturales más importantes del país, impone todo el empeño técnico en explotarlos de la manera más eficiente pues representa una proporción importante de los recursos fiscales que cada año cuenta el Estado para hacer frente a los compromisos más apremiantes como son educación, salud, seguridad social, etc. PEP no sólo estima de manera escrupulosa sus reservas, con apoyo de su personal técnico involucrado, sino que además las certifica por un experto independiente en sus cuatro regiones productivas, de una manera crítica y con el rigor analítico requerido.

El año 2011 representó uno de los mejores en cuanto al balance de reservas se refiere, ya que por primera vez desde la adopción de los lineamientos de la *U.S. Securities and Exchange Commission* (SEC) para la estimación de las reservas probadas, la tasa de restitución integrada de reservas probadas, que incluye adiciones, revisiones y desarrollos alcanzó el 101 por ciento, cifra que es de suma relevancia ya que PEP cumple de manera anticipada la meta establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos de alcanzar el 100 por ciento de la tasa de restitución de reservas probadas establecida al 1 de enero de 2013, el logro anterior es producto del esfuerzo y resultados positivos por parte de PEP en el desarrollo de los campos lo cual ha permitido reclasificar reservas probables y posibles a probadas. Otro logro importante ya mencionado, es que después de más de diez años, se logró incrementar el volumen de las reservas totales del país, lo anterior

gracias a los logros positivos que PEP ha alcanzado como resultado de su estrategia exploratoria, lo cual ha permitido incorporar en los últimos cinco años valores de reservas nuevas por encima de los mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Finalmente, Pemex Exploración y Producción quiere hacer énfasis en su compromiso en relación a incrementar los niveles de producción, en restituir el total de las reservas de hidrocarburos del país, en operar de manera segura tanto en tierra como en aguas someras y profundas, cuidando de su personal y de las instalaciones que son su responsabilidad, de mantener una relación armoniosa con las comunidades donde opera y de cumplir con la regulación vigente cuyas exigencias cada día son mayores en cada uno de estos rubros, dando confianza a los mexicanos de que la administración de sus recursos petrolíferos están en buenas manos.

Ing. Carlos A. Morales Gil
Director General de Pemex Exploración y Producción

Introducción

1

Debido a la relevancia que tiene para el país y la industria petrolera nacional, se publica esta décimo cuarta edición de *Las reservas de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2012*. Como se ha hecho desde el año 1999, el presente documento trata de capturar los conceptos últimos en cuanto a la evaluación de reservas se refiere con el propósito de mantenerlo actualizado y que sirva como una referencia de amplia consulta tanto al interior como al exterior de Petróleos Mexicanos. En esta publicación se hace hincapié en la descripción de los principales campos descubiertos, así como los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos de los campos petroleros del país.

Como es ya conocido, en el capítulo segundo se hace una descripción de las principales definiciones utilizadas en la industria en relación a los conceptos manejados en la estimación de los volúmenes originales de hidrocarburos, recursos petroleros, recursos prospectivos, recursos contingentes y reservas de hidrocarburos, se incluyen algunos conceptos adicionales relacionados con actividades costa fuera y yacimientos no convencionales. En la sección correspondiente a las reservas de hidrocarburos se hace referencia a los conceptos principales utilizados para la evaluación de reservas en Petróleos Mexicanos, de acuerdo a los nuevos lineamientos de la *U.S. Securities and Exchange Commission* (SEC) para reservas probadas y a los últimos lineamientos emitidos por el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) para reservas probables y posibles. Se explican además los criterios actuales que se aplican para determinar que una reserva sea clasificada como probada, probable o posible.

En lo referente al tercer capítulo, se mencionan las variaciones de las reservas durante el año de 2011, identificando la distribución por cada región productiva de Pemex Exploración y Producción (PEP) con base en los diferentes tipos de hidrocarburos. En esta sección, se detallan las variaciones de las categorías de reservas probadas desarrolladas, probadas no desarrolladas, probables y posibles. Adicionalmente, con base en la composición de los hidrocarburos, el análisis se hace por tipo de aceite de acuerdo en su densidad, es decir, pesado, ligero y superligero, y con relación a los yacimientos de gas dicho análisis se realiza tanto para el gas asociado como el no asociado.

En el capítulo cuarto se hace referencia a los principales campos descubiertos durante 2011 tanto terrestres como marinos, se hace mención de sus características geológicas, características de la roca almacén, la columna estratigráfica, así como aspectos relevantes de los yacimientos encontrados, haciendo hincapié en sus reservas asociadas.

El comportamiento de los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos en 2011 en sus diferentes categorías se muestra en el capítulo quinto, indicando su distribución regional, por activo y por campo. Se explica también, el motivo de los cambios y su relación con los conceptos de descubrimientos, revisiones, desarrollo y producción para el mismo periodo.

Es importante señalar que los valores de reservas de hidrocarburos expresados en el presente documento, corresponden con los valores estimados por Pemex

Exploración y Producción, los cuales fueron dictaminados favorablemente por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 24 de febrero de 2012 con base en su resolución CNH.E.01.001/12, tal y como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y fueron publicados finalmente por la Secretaría de Energía en su portal electrónico tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, con lo cual se cumple con la regulación vigente en relación a este tema.

2 Definiciones básicas

Petróleos Mexicanos utiliza para la actualización anual de las reservas remanentes de hidrocarburos del país definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales. En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean las definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), organizaciones técnicas donde México participa.

El establecimiento de procesos para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos acordes a las definiciones empleadas internacionalmente, garantiza certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación. Adicionalmente, la decisión de Petróleos Mexicanos de certificar sus reservas anualmente por consultores externos reconocidos internacionalmente, incrementa la confianza en las cifras reportadas.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos. Los precios utilizados para la estimación de reservas son los correspondientes al promedio aritmético que resulta de considerar aquellos vigentes al primer día de cada mes, considerando los doce meses anteriores, en tanto que los costos de operación y mantenimiento, en sus componentes fijos y variables, son los erogados a nivel campo durante un lapso de doce meses. Esta premisa permite capturar la estacionalidad de estos egresos y es una medición aceptable de los gastos futuros para la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

La explotación de las reservas requiere inversiones para la perforación y terminación de pozos, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura entre otros elementos. Así, para la estimación de las reservas se consideran todos estos elementos para determinar su valor económico. Si éste es positivo, entonces los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por tanto, se constituyen en reservas. En caso contrario, estos volúmenes pueden clasificarse como recursos contingentes. Si un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos, o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento, permite que su valuación económica sea positiva, entonces estos volúmenes de recursos podrían incorporarse como reservas.

En el presente capítulo se presentan los criterios para clasificar las reservas de hidrocarburos, explicándose las definiciones y conceptos empleados a lo largo de este documento, enfatizándose sus aspectos relevantes, además de señalar en todos los casos los elementos dominantes, además de explicar las implicaciones de utilizar dichas definiciones en la estimación de las reservas.

2.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en

un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie. De esta forma, las cifras publicadas en el presente documento están referidas a estas últimas condiciones.

El volumen en cuestión puede estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen principalmente a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que generan, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más usados en las etapas iniciales de caracterización del campo o el yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y volumen de arcilla, principalmente. Otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de su área y espesor neto. Dentro de la información necesaria para estimar el volumen original destacan los siguientes:

i. Volumen de roca impregnada de hidrocarburos.

ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos correspondiente al volumen anterior.

iii. Fluidos del yacimiento identificados así como sus propiedades respectivas, con el propósito de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie, denominadas también condiciones atmosféricas, estándar, base o de superficie.

En el Anexo estadístico de este trabajo se presentan los volúmenes originales tanto de aceite crudo como de gas natural a nivel regional y de activo. Las unidades del primero son millones de barriles, y las del segundo miles de millones de pies cúbicos, todas ellas referidas a condiciones atmosféricas, denominadas también condiciones estándar, base o de superficie.

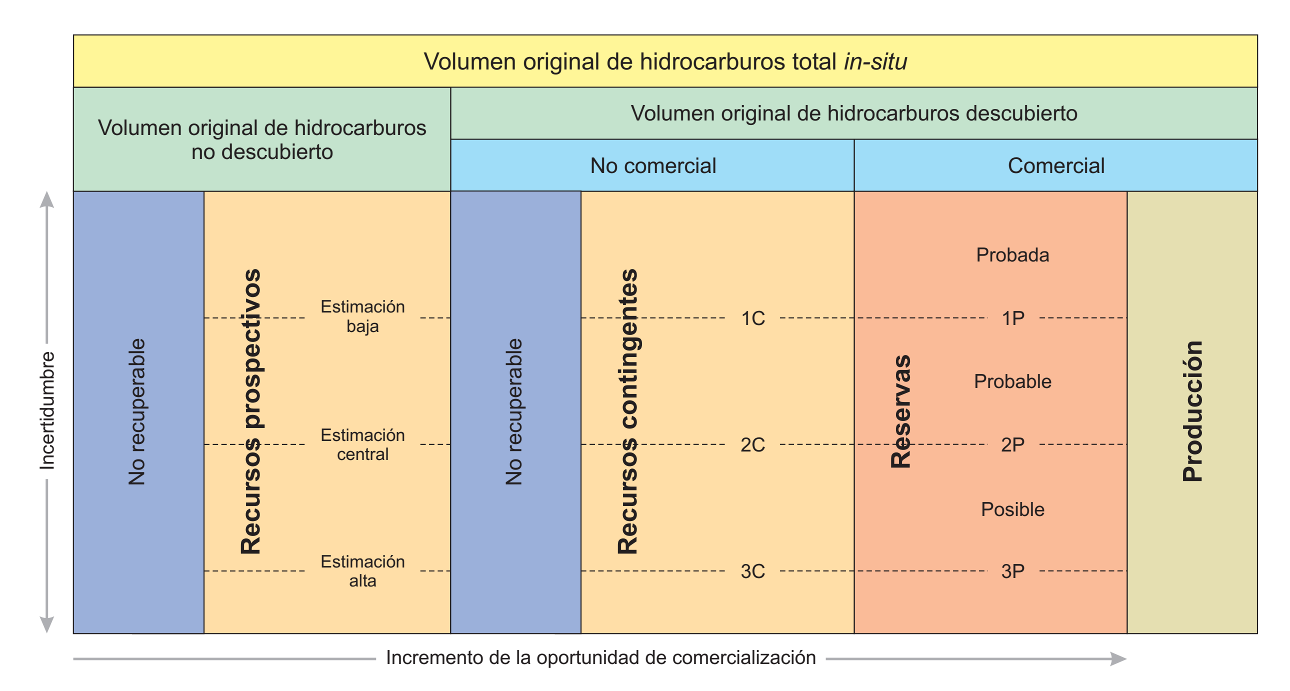


Figura 2.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007.

2.2. Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

Aunado a lo anterior, y de acuerdo al SPE-PRMS, se han definido dos tipos de recursos que pueden requerir propuestas diferentes para su evaluación, recursos convencionales y no-convencionales. Los primeros se ubican en acumulaciones discretas relacionadas con un aspecto geológico estructural localizado y/o condición estratigráfica, típicamente cada acumulación limitada por un contacto echado abajo asociado a un acuífero, y el cual es afectado significativamente por fuerzas hidrodinámicas tales como la de flotación del aceite en agua. De esta forma, los hidrocarburos son recuperados mediante pozos y típicamente requieren de un procesado mínimo previo a su venta. Los recursos no-convencionales existen en acumulaciones diseminadas a través de grandes áreas y no son afectadas por influencias hidrodinámicas. Entre los ejemplos de lo anterior se pueden mencionar el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), gas de lutitas (shale gas), hidratos de metano, arenas bituminosas y depósitos de aceite en lutitas. Típicamente, estas acumulaciones requieren de tecnología especializada para su explotación, por ejemplo, deshidratado del gas del carbón, programas de fracturamiento hidráulico masivo, inyección de vapor o solventes, etc. Asimismo, los hidrocarburos extraídos pueden requerir de un procesado importante previo a su comercialización.

La clasificación de recursos se muestra en la figura 2.1, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. Se observa que existen estimaciones bajas, centrales y altas, tanto para los recursos como para las reservas, clasificándose estas últimas como probada, probada más probable, y probada más probable más posible, para cada una de las tres estimaciones anteriores, respectivamente. El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es imperfecto, por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.

2.2.1 Volumen original de hidrocarburos total *in-situ*

De acuerdo a la figura 2.1, el volumen original de hidrocarburos total in-situ es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total in-situ pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden

transformarse eventualmente en recursos recuperables si, por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales.

2.2.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina recurso prospectivo.

2.2.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la figura 2.1 se observa que la parte recuperable del volumen original de hidrocarburos descubierto, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva o recurso contingente.

2.2.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto.

2.2.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto(s) aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

2.3 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base

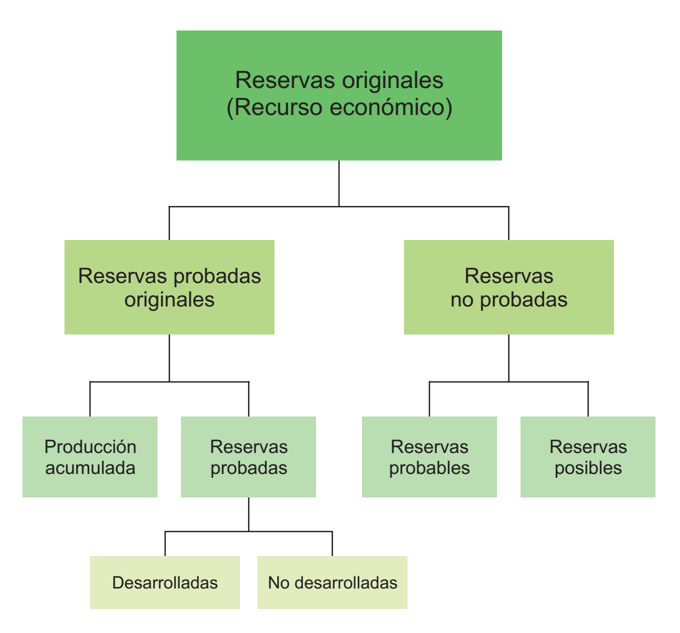


Figura 2.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. En la figura 2.2 se muestra la clasificación de las reservas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras. Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables.

2.3.1 Reservas probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. De esta forma, tendrá que disponerse de datos que justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al promedio aritmé-

tico, considerando los doce meses anteriores, de los precios respectivos al primer día de cada mes. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Adicionalmente, si los contactos de los fluidos se desconocen, el límite de la reserva probada la puede controlar tanto la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda o la estimación obtenida a partir de información apoyada en tecnología confiable, la cual permita definir un nivel más profundo con certidumbre razonable.

Es importante señalar, que las reservas a producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, ambiente de depósito, propiedades del sistema roca-fluidos y mecanismos de empuje. O bien cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino la medición de presión entre pozo y pozo que es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación más

la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata. Adicionalmente, a partir del año 2009 la SEC puede reconocer la existencia de reservas probadas más allá de las localizaciones de desarrollo ubicadas en la vecindad inmediata, siempre que dichos volúmenes se puedan establecer con certeza razonable sustentada por tecnología confiable.

2.3.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

2.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas, actualmente la SEC define un período de tiempo máximo de cinco años para iniciar la explotación de dichas reservas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es preciso reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre razonable sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlos en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

2.3.2 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

2.3.2.1 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento

de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

i. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.

ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

2.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.

ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.

iii. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.

iv. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.

v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por

fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

2.4 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto el aceite crudo considerado equivalente a este gas corresponde al tipo Maya. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta su salida de las plantas petroquímicas. La figura 2.3 ilustra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. En tanto, el volumen del gas natural producido se reduce por el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Dicha reducción se refiere como encogimiento del fluido y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente *feem*. El transporte del gas continúa y se presenta otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de compresión, en donde los condensados son extraídos del gas; a esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina *felt*. De esta forma, el condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente.

El proceso del gas continúa dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y se extraen licuables o líquidos de planta. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o *fei*, y por el encogimiento de licuables en planta, *felp*. Debido a su naturaleza, los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente, en tanto el gas seco obtenido a la salida de las plantas, se convierte a líquido con una equivalencia

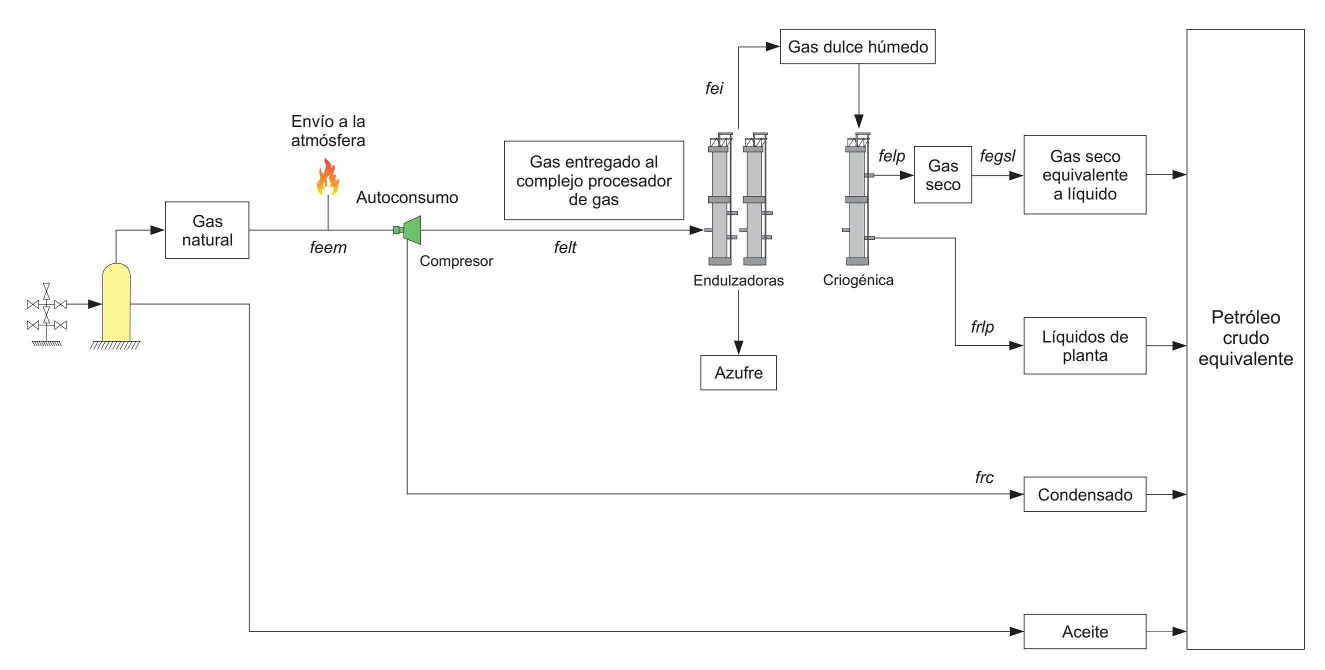


Figura 2.3 Elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por barril de petróleo crudo. Este valor es el resultado de considerar equivalentes caloríficos de 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o su inverso dado por el valor mencionado en principio.

3

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

Pemex Exploración y Producción (PEP) actualiza anualmente las reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías, considerando las variaciones ocasionadas por las estrategias de exploración y explotación documentadas en los proyectos de inversión que asociadas a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos, generan la estimación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012. La ejecución de actividades como la perforación y reparaciones de pozos, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, la optimización de instalaciones superficiales, entre otras, modifican el comportamiento de los yacimientos existentes en cada uno de los campos del país, que aunado a la incorporación de yacimientos por la perforación y terminación de pozos exploratorios y delimitadores, contribuyen a las variaciones de los volúmenes de hidrocarburos.

La evaluación y clasificación de las reservas de hidrocarburos que Pemex Exploración y Producción realiza, están alineadas con las definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos de América en lo referente a la estimación de reservas probadas, mientras que para las categorías de reservas probables y posibles se emplean los criterios de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), emitidos en el documento denominado *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

La variación de las reservas de hidrocarburos en cada una de sus clasificaciones, ocurridas durante el año 2011, se muestra en este capítulo a nivel regional, en primera instancia mostrando su distribución y evolución histórica durante los últimos años. Adicionalmente, para una mejor comprensión de los yacimientos y de sus reservas, se hace una distinción de acuerdo a la calidad del aceite y origen del gas natural. Este último, se desglosa de acuerdo al tipo de fluido producido en gas seco, gas húmedo o gas y condensado.

Asimismo, se describen las trayectorias de los precios de aceite y gas, que han servido para la evaluación económica de las reservas de hidrocarburos, y la evolución de la eficiencia en el manejo del gas y de la recuperación de líquidos, aspectos considerados en la estimación del gas que será entregado en plantas y de las reservas de petróleo crudo equivalente.

Con respecto al ámbito petrolero internacional, este capítulo presenta también la posición de nuestro país en lo que se refiere a reservas probadas, tanto de gas seco como de líquidos totales, estos últimos incluyen aceite crudo, condensado y líquidos de planta.

3.1 Precio de los hidrocarburos

Los precios de venta de los hidrocarburos son un elemento importante en la estimación del valor de las reservas de hidrocarburos, dado que generan los ingresos de las estrategias de explotación propuestas en los proyectos de inversión. Estos ingresos junto con las inversiones de desarrollo y los costos de operación y mantenimiento, determinan el límite económico de las diferentes propuestas de explotación en cada categoría de reserva.

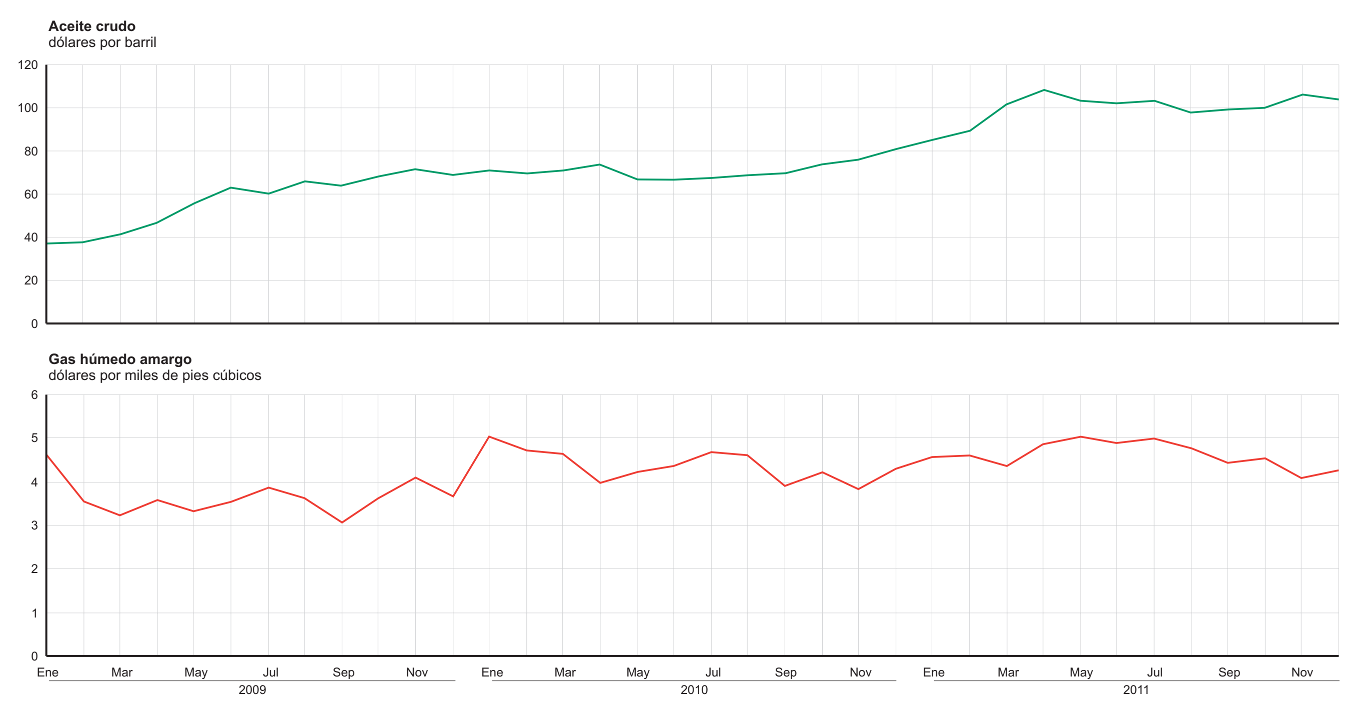


Figura 3.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

Dada la importancia que tienen los precios de hidrocarburos, en la figura 3.1 se muestra la evolución histórica del precio de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo. Para el caso del primero, podemos observar que en este periodo el precio inició con un valor de aproximadamente 40 dólares por barril, posteriormente ascendió paulatinamente hasta alcanzar un valor de 100 dólares por barril a principios del año 2011, para luego mantenerse en promedio por lo resta del año. El comportamiento del gas húmedo amargo muestra variaciones continuas entre 3 y 4 dólares por cada mil pies cúbicos en el primer año y de 4 a 5 dólares por cada mil pies cúbicos en los siguientes dos años. Sin embargo, podemos observar que en el último año no se tienen valores por debajo de los 4 dólares por millar de pies cúbicos y el promedio muestra una tendencia a incrementar.

3.2 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es la forma de representar el inventario total de hidrocarburos; en él se incluyen el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco transformado a líquido. Es importante mencionar que este último se obtiene al relacionar el contenido calorífico del gas seco, en nuestro caso el gas residual promedio de los complejos procesadores de gas (CPG) Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex, con el contenido calorífico del aceite crudo tipo Maya; el resultado es una equivalencia que normalmente se expresa en barriles de aceite por millón de pies cúbicos de gas seco.

La estimación del petróleo crudo equivalente considera, en cada periodo de análisis, los encogimientos y rendimientos del gas natural que se presentan durante su manejo y distribución, desde el pozo en los campos donde se produce hasta los complejos procesadores de gas donde es sometido a diferentes procesos. Por esto, cualquier modificación en los sistemas de recolección y transporte que afecte la eficiencia del manejo y distribución del gas en la trayectoria pozo-complejo procesador de gas, incidirá de manera directa en el valor final del volumen de petróleo crudo equivalente.

3.2.1 Comportamiento del gas en instalaciones de manejo y transporte de PEP

El gas natural se transporta desde las baterías de separación, si es gas asociado, o desde el pozo, si es gas no asociado, hasta los complejos procesadores de gas cuando se trata de gas húmedo y/o si contiene impurezas, tales como azufre o nitrógeno. El gas seco dulce se distribuye directamente para su comercialización.

En algunas instalaciones, una fracción del gas de los pozos se utiliza como combustible para la compresión del mismo gas producido, en otras, una fracción del gas es utilizado para reinyectarlo al yacimiento o para utilizarlo en sistemas artificiales de producción como el bombeo neumático, a esta fracción del gas se le denomina autoconsumo. En otra circunstancia, puede ocurrir también que no existan instalaciones superficiales o éstas sean insuficientes para el manejo y transporte del gas asociado, consecuentemente el gas producido o parte del mismo se podría enviar a la atmósfera, reduciéndose entonces el volumen del gas que se envía a los complejos procesadores, o directamente a comercialización. También ocurre la quema de gas producido en aquellos campos con producción marginal o intermitente de aceite, debido a los bajos volúmenes de hidrocarburos producidos.

Por otra parte, el gas enviado a los complejos procesadores experimenta cambios de temperatura, presión y volumen en su trayecto a los mismos, dando origen

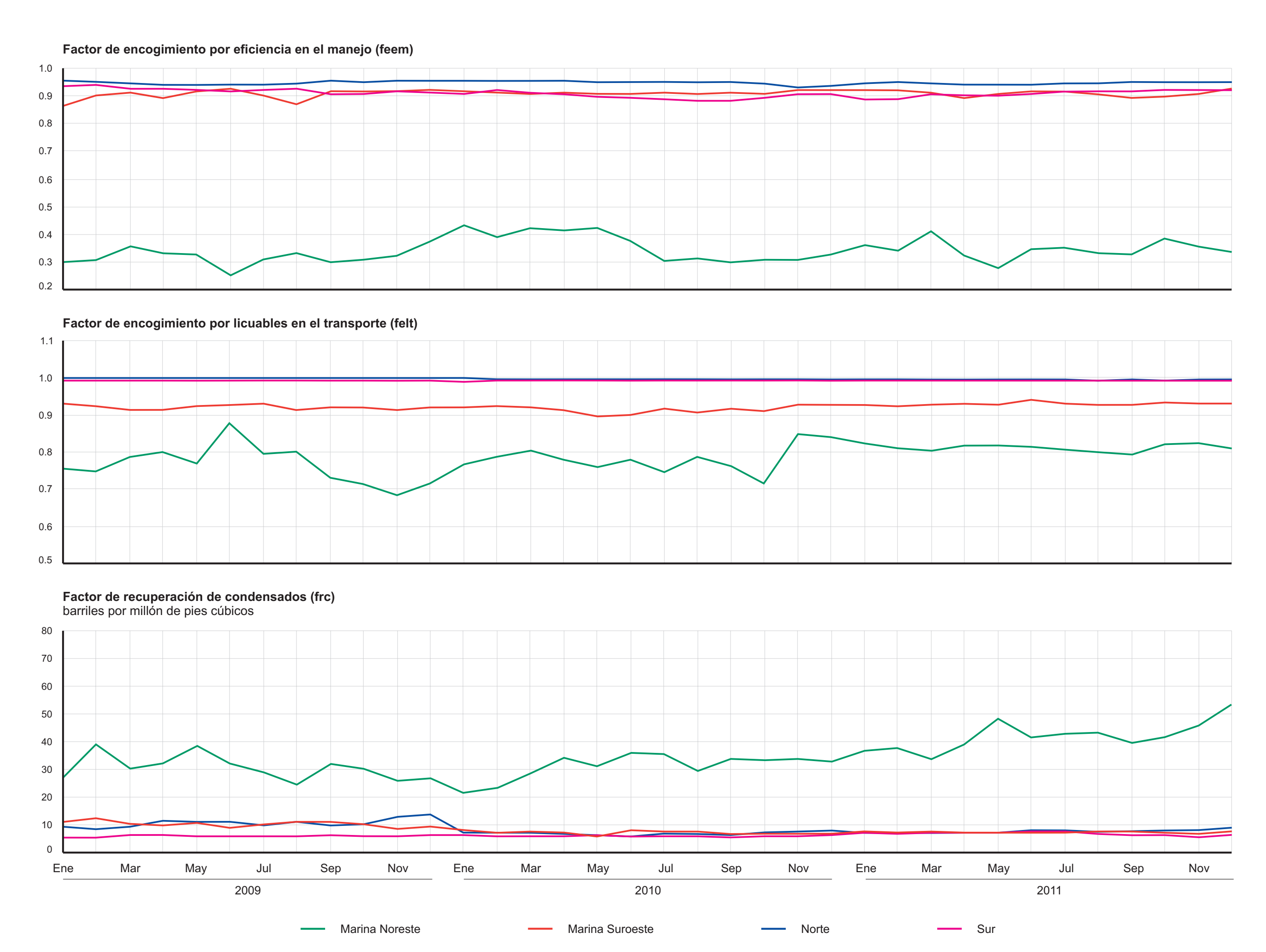


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

a la condensación de líquidos dentro de los ductos y disminuyendo por ende su volumen. El gas resultante de esta tercera reducción potencial, después del autoconsumo y el envío a la atmósfera, es el que efectivamente se entrega en las plantas. Además, los líquidos obtenidos del gas natural durante su transporte, conocidos como condensados, se entregan también en los complejos procesadores de gas.

Estas reducciones en el manejo y transporte de gas a los complejos procesadores se expresan cuantitativamente mediante dos factores. El primero se denomina factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, el cual considera el envío de gas a la atmósfera y el autoconsumo. El otro es el factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, que representa la disminución del volumen de gas por su condensación en los ductos. Finalmente, se tiene el factor de recuperación de condensados, *frc*, que relaciona los líquidos obtenidos en el transporte con el gas enviado a planta.

Los factores de encogimiento del gas natural y recuperación de condensados se calculan mensualmente utilizando la información a nivel campo de las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Sur y Norte. Se considera también la regionalización de la producción de gas y condensado que se envía a más de un complejo procesador de gas.

La evolución del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, que es el indicador del aprovechamiento del gas natural, muestra en los tres últimos años un comportamiento estable en las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur al registrar pequeñas variaciones en su valor, como se presenta en la figura 3.2. Sin embargo, en la Región Marina Noreste se tienen variaciones de mayor magnitud que oscilan entre valores de 0.25 y 0.40 puntos durante todo el periodo, ocasionados por la inyección de gas al yacimiento, la disminución de la producción de gas de la zona de transición y por ende una reducción en la quema del mismo.

El factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, en la Región Marina Noreste muestra en su evolución una estabilización a finales del año 2010 y durante todo el año 2011 ocasionado por la eficiencia operativa en las instalaciones de distribución. Para la Región Marina Suroeste se tiene un ligero incremento en el año 2011 generado por la redistribución de las corrientes de gas. Las regiones Norte y Sur no presentan variaciones importantes en su comportamiento durante los últimos tres años. Estas variaciones se muestran también en la figura 3.2.

En lo que respecta a la evolución del factor de recuperación de condensados, *frc*, se tienen ligeras variaciones en los dos últimos años en las regiones Norte, Sur y Marina Suroeste. En la caso de la Región Marina Noreste, el factor de recuperación de condensados sigue teniendo pequeñas fluctuaciones en los años 2009 y 2010, sin embargo en el año 2011 muestra una tendencia creciente hacia los 50 barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas ocasionado por la optimización de las instalaciones de producción.

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

Los complejos procesadores de gas, que pertenecen a la filial Pemex Gas y Petroquímica Básica, se denominan Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa; y reciben el gas enviado por Pemex Exploración y Producción que se produce en las cuatro regiones que lo componen. El gas recibido en estas plantas se somete a procesos de endulzamiento cuando el gas es amargo o si está contaminado por algún gas no hidrocarburo para obtener el gas dulce húmedo; posteriormente, a éste se le aplican procesos de absorción y criogénicos para obtener los líquidos de planta y el gas seco, también conocidos como hidrocarburos licuados y gas residual. Las reducciones del gas en estos procesos se expresan

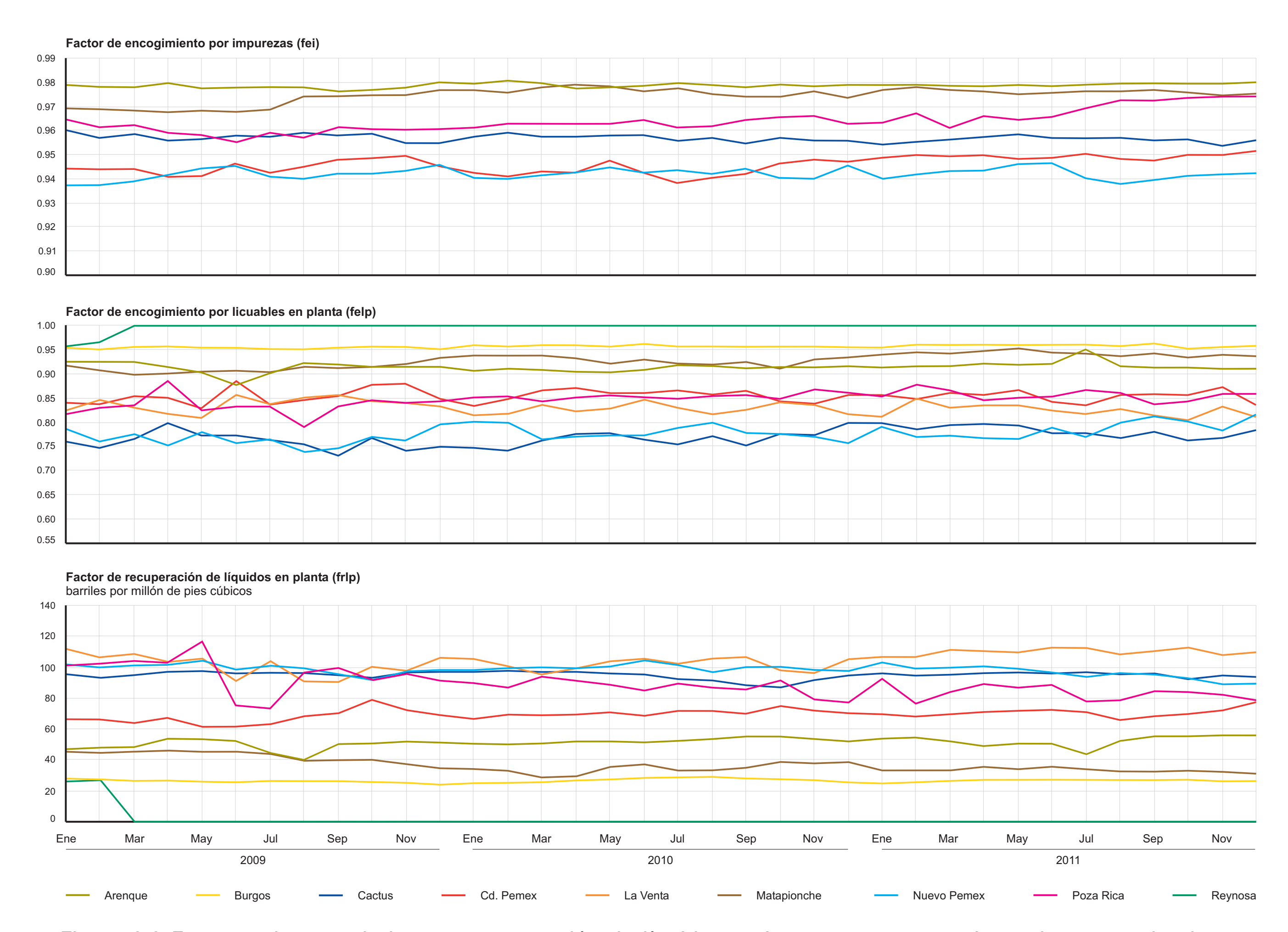


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, *fei*, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de encogimiento por licuables en planta, *felp*, que contempla el efecto de la separación de los hidrocarburos licuables del gas húmedo. De esta forma, los líquidos obtenidos se relacionan al gas húmedo mediante el factor de recuperación de líquidos en planta, *frlp*.

La figura 3.3 muestra la evolución de los factores antes mencionados, de forma mensual y para los últimos tres años, en cada uno de los complejos procesadores de gas. El factor de encogimiento por impurezas registrado en el CPG Poza Rica presenta un ligero incremento al alcanzar 97.5 por ciento a mediados del año 2011, generado por una mejor eficiencia operativa. Sin embargo, los complejos Nuevo Pemex y Ciudad Pemex continúan trabajando por debajo del 95.0 por ciento de eficiencia, es decir, continúan procesando gas amargo con alto contenido de impurezas. El factor de encogimiento por licuables en planta no presenta variaciones importantes en los últimos años en los diferentes complejos procesadores. El CPG Reynosa continúa fuera de operación por mantenimiento desde abril de 2009. El factor de recuperación de líquidos en planta se ha mantenido estable en los dos últimos años en casi todos los complejos procesadores de gas, excepto en la Venta, donde el factor se ha incrementado ligeramente a valores de más de 110 barriles por millón de pies cúbicos.

3.3 Reservas remanentes totales

Las reservas totales del país, también denominadas 3P, ascienden a 43,837.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, de los cuales el 31.5 por ciento corresponde a las reservas probadas, el 28.2 por ciento a las reservas probables y el 40.3 por ciento a las reservas posibles. La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4.

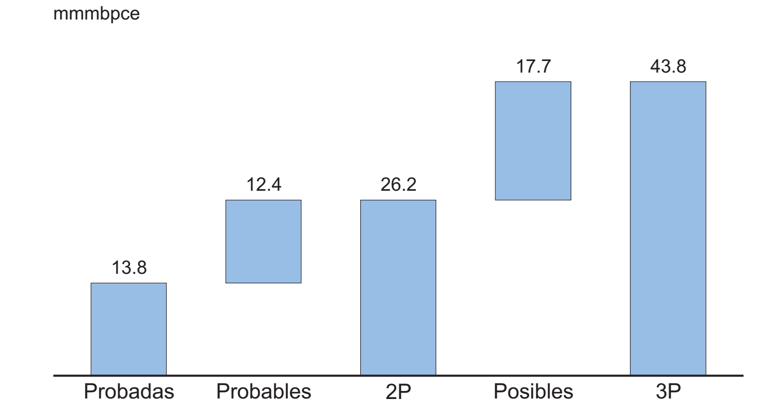


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

La distribución de las reservas totales por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.1. Al 1 de enero de 2012, el aceite crudo contribuye con 69.8 por ciento, el condensado con 0.8 por ciento, líquidos de planta 9.0 por ciento y el restante 20.3 por ciento para el gas seco equivalente a líquido. Asimismo, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente por región indica que la Región Norte contribuye con 42.6 por ciento, la Región Marina Noreste con 28.6 por

Cuadro 3.1 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas entregado en planta	Gas seco
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**30,929.8**	**561.7**	**3,491.3**	**8,579.7**	**43,562.6**	**60,374.3**	**53,382.5**	**44,622.7**
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
2010	**Total**	**30,497.3**	**417.3**	**3,563.1**	**8,597.0**	**43,074.7**	**61,236.0**	**54,083.8**	**44,712.2**
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6
2011	**Total**	**30,559.8**	**294.1**	**3,573.3**	**8,646.5**	**43,073.6**	**61,274.9**	**54,370.8**	**44,969.6**
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	**Total**	**30,612.5**	**367.8**	**3,953.1**	**8,903.9**	**43,837.3**	**61,640.9**	**55,637.1**	**46,308.5**
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4

ciento, la Región Sur 12.7 por ciento y la Región Marina Suroeste con 16.1 por ciento. En lo que respecta a las reservas totales de aceite crudo y gas natural, se tienen 30,612.5 millones de barriles y 61,640.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las reservas de gas entregado en planta son 55, 637.1 miles de millones de pies cúbicos y las reservas de gas seco alcanzan 46,305.5 miles de millones de pies cúbicos. En el cuadro 3.1 se muestra esta información y su evolución histórica.

En el cuadro 3.2 presenta la clasificación y evolución de las reservas totales de aceite crudo de acuerdo a su densidad. El aceite pesado contribuye con 52.4 por ciento, el aceite ligero con 35.3 por ciento y el aceite superligero con 12.4 por ciento. La mayor cantidad de reservas totales de aceite pesado, 71.7 por ciento del total nacional, se encuentra en la Región Marina Noreste, mientras que la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con 62.3 por ciento. Las regiones Marina Suroeste y Sur concentran las reservas de aceite superligero con el 66.2 por ciento del total nacional.

Las reservas totales de gas natural clasificadas por su asociación con el aceite del yacimiento, se muestran en la cuadro 3.2. Las reservas totales de gas asociado 1 de enero de 2012 que provienen de yacimientos de aceite son 43,710.4 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 70.9 por ciento del total, mientras que las reservas totales de gas no asociado de 17,930.5 miles de millones de pies cúbicos, son

Cuadro 3.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**16,836.2**	**10,948.1**	**3,145.5**	**44,710.0**	**5,052.5**	**5,545.8**	**5,065.9**	**15,664.3**
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	2,968.5	2,010.7	1,359.7	6,338.9
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	87.4	3,413.3	3,118.7	6,619.4
	Sur	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	1,996.6	121.8	529.7	2,648.2
2010	**Total**	**15,997.9**	**10,763.2**	**3,736.2**	**44,046.7**	**7,351.1**	**5,281.9**	**4,556.4**	**17,189.4**
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	5,482.2	2,123.3	1,358.8	8,964.3
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	64.2	3,067.6	2,693.2	5,825.0
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	1,804.7	91.0	446.7	2,342.3
2011	**Total**	**15,781.0**	**10,534.2**	**4,244.5**	**43,294.9**	**8,924.5**	**4,735.2**	**4,320.3**	**17,980.0**
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0	4,699.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4	2,933.1	7,266.6	1,687.6	1,360.8	10,315.0
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7	28,962.7	180.9	2,973.2	2,515.2	5,669.3
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4	6,699.8	1,477.0	74.4	386.6	1,937.9
2012	**Total**	**16,026.8**	**10,797.8**	**3,787.9**	**43,710.4**	**8,465.5**	**5,035.7**	**4,429.2**	**17,930.5**
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9	3,594.3	6,802.4	2,462.4	1,756.1	11,020.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	139.4	2,518.4	2,271.9	4,929.7
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2	6,706.9	1,523.6	54.9	343.6	1,922.1

* G y C: yacimientos de gas y condensado

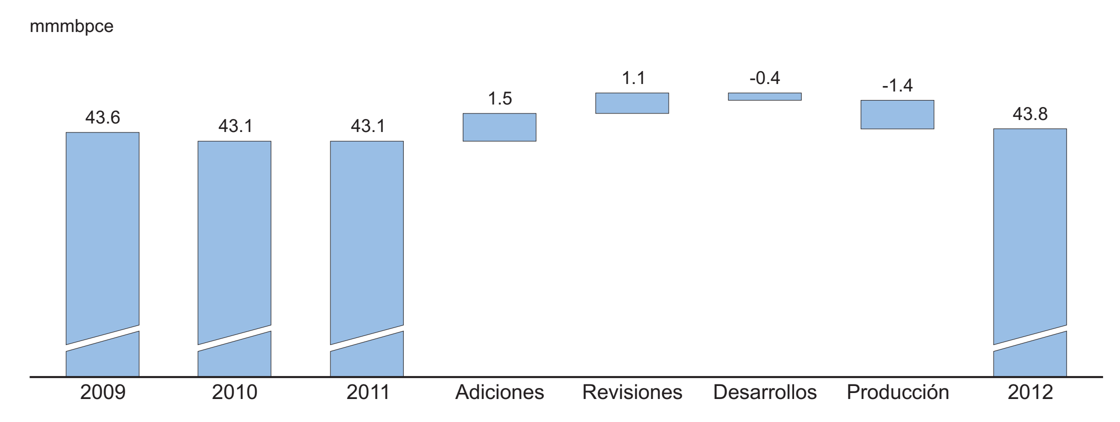


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

el 29.1 por ciento restante. La mayor concentración de reservas totales de gas asociado se ubica en los yacimientos de los campos de la Región Norte con el 66.4 por ciento del total, las reservas totales de gas no asociado en mayor proporción se encuentran en la Región Marina Suroeste al alcanzar el 61.5 por ciento del total, ubicadas principalmente en yacimientos de gas y condensado.

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años se muestra en la figura 3.5. Asimismo, los principales elementos que generan variaciones en el valor de las reservas al 1 de enero de 2012. En este año, las reservas totales de petróleo crudo equivalente se incrementaron en 763.7 millones de barriles con respecto al año anterior, producto de las adiciones en las actividades de exploración que incorporaron 1,463.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones que incrementaron 1,063.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A pesar de los ligeros decrementos en las actividades de desarrollo de 404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la producción de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante se alcanzó una tasa de restitución integrada 3P de 156.3 por ciento. Es importante mencionar que la incorporación por yacimientos nuevos alcanzó un valor de reservas totales de 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente restituyendo más del 100 por ciento la producción de 2011.

De la misma manera, la relación reserva-producción, que resulta de dividir la reserva al 1 de enero de 2012 entre la producción del año 2011, aumentó con respecto al año pasado al alcanzar un valor de 32.3 años, considerando las reservas totales o 3P de petróleo crudo equivalente. Para la suma de las reservas probadas más probables (2P) la relación es 19.3 años y para las reservas probadas de 10.2 años. Este indicador supone una producción constante, es decir, sin declinación, con precios de hidrocarburos y costos de operación y transporte constantes y sin incorporación de reservas por exploración y desarrollo en el futuro.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012, se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos, alcanzando 13,810.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta 44.5 por ciento, la Región Sur con 28.8 por ciento, la Región Marina Suroeste con 15.3 por ciento y finalmente la Región Norte con el restante 11.4 por ciento. Del total de reservas probadas por tipo de fluido, el aceite crudo contribuye con 72.6 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 17.7 por ciento, los líquidos de planta con 8.0 por ciento y los condensados con el restante 1.7 por ciento.

Cuadro 3.3 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas entregado en planta	Gas seco
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**10,404.2**	**378.4**	**1,082.9**	**2,442.3**	**14,307.7**	**17,649.5**	**15,475.2**	**12,702.0**
	Marina Noreste	5,919.3	256.1	183.0	353.9	6,712.3	3,365.8	2,337.7	1,840.4
	Marina Suroeste	1,176.0	38.0	221.2	458.8	1,893.9	3,462.9	2,973.0	2,386.0
	Norte	828.7	8.0	105.5	710.1	1,652.4	4,218.7	3,922.4	3,693.3
	Sur	2,480.2	76.3	573.1	919.5	4,049.1	6,602.1	6,242.2	4,782.2
2010	**Total**	**10,419.6**	**256.5**	**1,015.2**	**2,300.8**	**13,992.1**	**16,814.6**	**14,824.2**	**11,966.1**
	Marina Noreste	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Marina Suroeste	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Norte	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Sur	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1	6,481.3	6,143.5	4,582.0
2011	**Total**	**10,161.0**	**198.1**	**1,034.6**	**2,402.3**	**13,796.0**	**17,316.3**	**15,388.8**	**12,494.2**
	Marina Noreste	5,682.2	85.3	172.2	343.6	6,283.4	3,083.2	2,271.0	1,787.2
	Marina Suroeste	1,255.8	22.2	251.5	546.8	2,076.3	4,063.6	3,557.0	2,843.9
	Norte	658.4	11.1	89.8	676.4	1,435.8	3,941.0	3,700.5	3,518.1
	Sur	2,564.6	79.5	521.1	835.4	4,000.5	6,228.6	5,860.3	4,344.9
2012	**Total**	**10,025.2**	**238.7**	**1,098.1**	**2,448.3**	**13,810.3**	**17,224.4**	**15,617.2**	**12,733.5**
	Marina Noreste	5,528.0	93.2	173.6	344.6	6,139.4	2,848.7	2,280.2	1,792.0
	Marina Suroeste	1,266.9	21.4	264.4	562.8	2,115.5	4,080.1	3,653.9	2,927.1
	Norte	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2	3,858.3	3,557.0	3,360.3
	Sur	2,417.2	114.4	553.8	894.9	3,980.2	6,437.2	6,126.0	4,654.1

En relación a las reservas probadas de aceite crudo del país, se tienen 10,025.2 millones de barriles al 1 de enero de 2012, mientras que las reservas probadas de gas natural presentan 17,224.4 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas de gas entregado en planta y gas seco contienen 15,617.2 miles de millones de pies cúbicos y 12,733.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, y se ubican principalmente en la Región Sur. La evolución de estas reservas por fluido y región se muestran en el cuadro 3.3.

Las reservas probadas de aceite crudo clasificadas de acuerdo a su densidad como aceite pesado, ligero y superligero, así como las reservas de gas natural clasificadas de acuerdo con su asociación con el aceite como gas asociado y no asociado, se muestran en el cuadro 3.4. Las reservas probadas de aceite pesado son las de mayor concentración en el aceite crudo al contribuir con 61.0 por ciento y se ubican principalmente en la Región Marina Noreste, el aceite ligero aporta 27.9 por ciento y se concentra en la Región Sur y el aceite superligero aporta 11.1 por ciento del total nacional de aceite crudo y las regiones Sur y Marina Suroeste contienen la mayor cantidad. La Región Marina Noreste representa 89.5 por ciento del total de reservas de aceite pesado del país, mientras que 57.4 por ciento del aceite ligero se localiza en la Región Sur. Finalmente, las regiones Sur y Marina Suroeste concentran la mayoría de las reservas de aceite superligero con 98.4 por ciento.

Asimismo, las reservas probadas de gas natural clasificadas como gas asociado y no asociado por su asociación con el aceite, se muestran en el cuadro 3.4.

Cuadro 3.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**6,381.4**	**3,237.6**	**785.2**	**11,473.1**	**2,335.7**	**1,734.5**	**2,106.1**	**6,176.4**
	Marina Noreste	5,868.5	50.7	0.0	3,352.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	808.2	246.9	1,616.0	1,330.7	308.6	207.7	1,846.9
	Norte	342.4	468.5	17.8	1,282.0	34.9	1,319.3	1,582.5	2,936.7
	Sur	49.5	1,910.2	520.5	5,222.8	970.2	106.7	302.5	1,379.3
2010	**Total**	**6,482.5**	**3,021.7**	**915.3**	**10,719.5**	**2,498.2**	**1,581.4**	**2,015.5**	**6,095.1**
	Marina Noreste	6,039.2	51.8	0.0	2,858.3	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	766.4	290.1	1,618.1	1,529.5	308.6	137.4	1,975.6
	Norte	276.3	321.3	16.0	1,009.8	36.4	1,198.0	1,622.6	2,857.0
	Sur	53.8	1,882.2	609.2	5,233.3	932.3	74.7	241.0	1,248.0
2011	**Total**	**6,150.5**	**2,938.3**	**1,072.2**	**10,806.6**	**2,920.1**	**1,700.3**	**1,889.2**	**6,509.6**
	Marina Noreste	5,636.9	45.3	0.0	3,068.7	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	111.5	818.1	326.3	1,483.3	1,990.7	452.0	137.5	2,580.2
	Norte	314.0	331.1	13.4	1,093.9	113.4	1,188.9	1,544.8	2,847.1
	Sur	88.3	1,743.8	732.5	5,160.7	815.9	59.4	192.5	1,067.9
2012	**Total**	**6,118.1**	**2,792.4**	**1,114.7**	**10,901.6**	**3,047.1**	**1,652.9**	**1,622.8**	**6,322.8**
	Marina Noreste	5,472.7	55.3	0.0	2,834.5	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	101.1	780.6	385.1	1,575.1	1,977.6	451.1	76.4	2,505.1
	Norte	440.7	354.2	18.2	1,247.3	69.7	1,159.6	1,381.6	2,611.0
	Sur	103.5	1,602.3	711.4	5,244.7	999.8	42.2	150.5	1,192.6

* G y C: yacimientos de gas y condensado

Las reservas probadas de gas asociado representan 63.3 por ciento del total, en tanto que las reservas probadas de gas no asociado alcanzan 36.7 por ciento. La Región Sur es la de mayor aportación en las reservas probadas de gas asociado con 48.1 por ciento. De igual manera, las regiones con mayor concentración de reservas probabas de gas no asociado son la Sur y Marina Suroeste con 80.9 por ciento. En

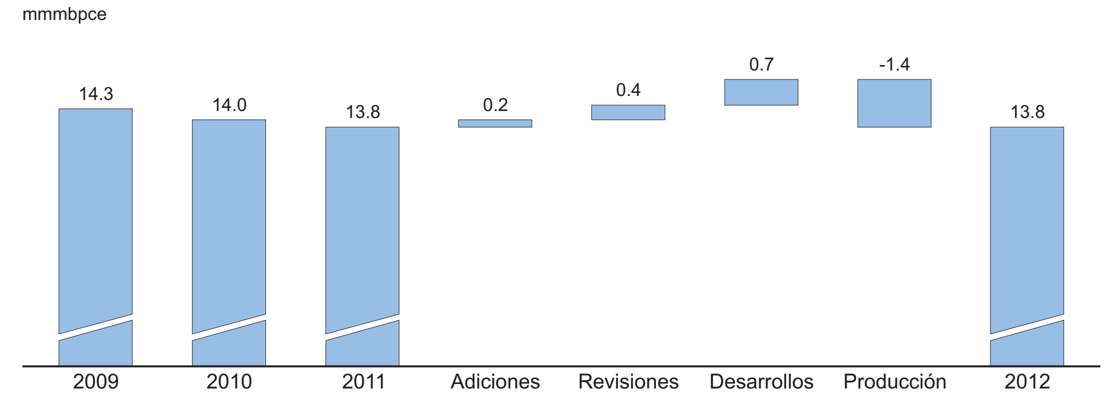


Figura 3.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

la Región Sur, estas reservas se ubican principalmente en yacimientos de gas húmedo y seco, mientras que en la Región Marina Suroeste en yacimientos de gas y condensado.

El comportamiento de las reservas probadas de petrolero crudo equivalente en los últimos tres años y los elementos que componen la diferencia entre el año de evaluación y el año inmediato anterior se muestran en la figura 3.6. En el último año, se observa que la producción de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de ha sido restituida en su totalidad por las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y revisión de campos que aportaron 1,372.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, se alcanzó una de restitución del 101.1 por ciento. Con respecto al año pasado, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente incrementaron 14.3 millones de barriles.

Las reservas probadas de petróleo crudo equivalente se clasifican en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. De esta forma, al 1 de enero de 2012 las reservas desarrolladas aportan 66.2 por ciento del total nacional, y las no desarrolladas 33.8 por ciento, como se presenta en la figura 3.7.

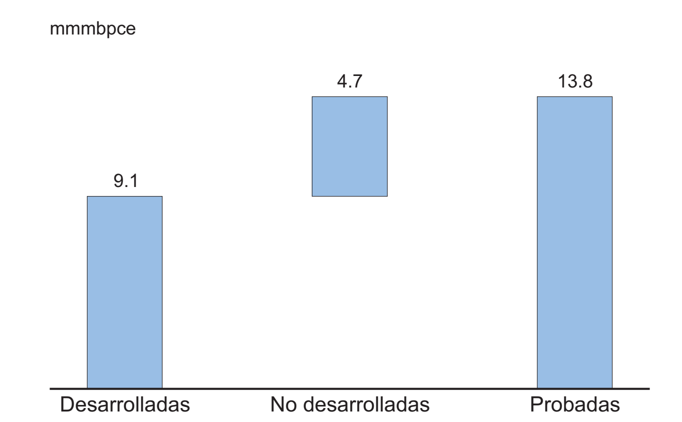


Figura 3.7 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

En el ámbito internacional, y en referencia a las reservas probadas de aceite, condensado y líquidos de planta, México continúa ocupando el décimo séptimo lugar entre los países productores. Tratándose de las reservas probadas de gas seco, nuestro país se ubica en la posición número 35. El cuadro 3.5 muestra las reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

Cuadro 3.5 Reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

Posición	País	Crudo[a] mmb	Posición	País	Gas seco mmmpc
1	Arabia Saudita	264,520	1	Rusia	1,680,000
2	Venezuela	211,170	2	Irán	1,168,000
3	Canadá	173,625	3	Qatar	890,000
4	Irán	151,170	4	Arabia Saudita	283,000
5	Irak	143,100	5	Estados Unidos de América	272,509
6	Kuwait	101,500	6	Turkmenistán	265,000
7	Emiratos Arabes Unidos	97,800	7	Emiratos Arabes Unidos	215,035
8	Rusia	60,000	8	Venezuela	195,100
9	Libia	47,100	9	Nigeria	180,458
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,000
11	Kazajstán	30,000	11	Indonesia	141,060
12	Qatar	25,380	12	Irak	111,520
13	Estados Unidos de América	20,682	13	China	107,000
14	China	20,350	14	Kazajstán	85,000
15	Brasil	13,987	15	Malasia	83,000
16	Argelia	12,200	16	Egipto	77,200
17	**México**	**11,362**	**35**	**México**	**12,734**

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 5, 2011
a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas

La reserva probada desarrollada al 1 de enero de 2012 asciende a 9,148.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, la Región Marina Noreste contribuye con el mayor volumen de esta reserva con 52.8 por ciento, seguida de la Región Sur con 28.6 por ciento y de las regiones Marina Suroeste y Norte, que en conjunto suman 18.7 por ciento. Lo anterior se muestra en el cuadro 3.6.

En base al tipo de fluido, la reserva probada desarrollada de aceite comprende 74.2 por ciento, el gas seco equivalente a líquido 16.7 por ciento, en tanto que a los líquidos de planta y los condensados les corresponde 7.4 y 1.6 por ciento, respectivamente. Con referencia al año anterior, la reserva probada desarrollada de petróleo crudo equivalente exhibe un decremento de 1.8 por ciento. Dicha reducción se atribuye al hecho de que las actividades exploratorias, de delimitación, desarrollos y revisiones, adicionaron 1,185.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con lo cual se restituyó 87.3 por ciento de la producción anual, la cual fue de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Respecto a la reserva probada desarrollada de aceite al 1 de enero de 2012, a nivel nacional su volumen asciende a 6,787.4 millones de barriles. Específicamente, las regiones Marina Noreste y Sur contienen los mayores porcentajes del país al registrar 63.4 y 23.0 por ciento del total, respectivamente. Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2012 suman 10,771.8 miles de millones

Cuadro 3.6 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas desarrolladas por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas entregado en planta	Gas seco
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**7,638.3**	**297.8**	**682.4**	**1,577.8**	**10,196.3**	**11,450.0**	**9,954.5**	**8,206.1**
	Marina Noreste	4,837.5	229.2	164.3	315.4	5,546.4	2,892.0	2,087.0	1,640.5
	Marina Suroeste	673.7	20.4	112.2	198.5	1,004.8	1,604.6	1,330.6	1,032.4
	Norte	407.8	6.0	60.3	494.9	969.0	2,890.5	2,701.4	2,573.9
	Sur	1,719.4	42.2	345.6	569.0	2,676.1	4,062.8	3,835.6	2,959.3
2010	**Total**	**7,364.2**	**189.8**	**613.3**	**1,458.5**	**9,625.9**	**10,629.0**	**9,315.3**	**7,585.7**
	Marina Noreste	4,658.6	130.9	128.8	249.8	5,168.1	2,301.9	1,683.8	1,299.3
	Marina Suroeste	647.8	16.7	108.0	197.5	970.0	1,614.5	1,345.9	1,027.3
	Norte	275.0	7.8	42.9	461.5	787.1	2,683.9	2,482.8	2,400.2
	Sur	1,782.9	34.4	333.6	549.7	2,700.7	4,028.7	3,802.8	2,858.9
2011	**Total**	**7,016.9**	**131.5**	**644.6**	**1,526.9**	**9,319.8**	**11,007.5**	**9,742.8**	**7,941.1**
	Marina Noreste	4,281.5	64.0	146.2	289.2	4,780.8	2,541.7	1,914.8	1,504.3
	Marina Suroeste	604.8	10.0	90.7	169.5	875.0	1,362.4	1,140.0	881.7
	Norte	318.1	8.1	47.1	483.0	856.3	2,765.1	2,601.7	2,511.9
	Sur	1,812.5	49.4	360.7	585.1	2,807.7	4,338.4	4,086.3	3,043.1
2012	**Total**	**6,787.4**	**149.9**	**680.8**	**1,530.0**	**9,148.0**	**10,771.8**	**9,754.7**	**7,957.3**
	Marina Noreste	4,302.9	79.6	149.7	294.7	4,826.9	2,390.4	1,953.8	1,532.9
	Marina Suroeste	621.1	9.8	100.7	189.6	921.1	1,471.3	1,266.5	985.8
	Norte	305.3	7.4	49.6	425.9	788.2	2,474.6	2,301.0	2,215.1
	Sur	1,558.1	53.2	380.8	619.8	2,611.8	4,435.4	4,233.3	3,223.5

de pies cúbicos. De este volumen, a la Región Sur le corresponde 41.2 por ciento, a la Región Norte 23.0 por ciento, en tanto que a las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste 35.9 por ciento. Asimismo, la reserva de gas entregado en planta alcanzó 9,754.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la reserva de gas seco sumó 7,957.3 miles de millones de pies cúbicos, como se indica en el cuadro 3.6.

A nivel nacional, y según la conformación de la reserva probada desarrollada de aceite, 66.2 por ciento de la misma es de aceite pesado, 24.9 por ciento de aceite ligero, en tanto que la reserva de aceite superligero le corresponde 8.9 por ciento. En un contexto regional, 95.2 por ciento de la reserva probada desarrollada de aceite pesado corresponde a la Región Marina Noreste, en tanto la Región Sur posee 59.4 por ciento de la reserva de aceite ligero en la misma categoría y 85.2 por ciento de aceite superligero. De acuerdo a lo anterior, el cuadro 3.7 muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de aceite, en base a su densidad.

Por otra parte, el cuadro 3.7 muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de gas natural de acuerdo a su asociación con el aceite del yacimiento. De esta forma, al 1 de enero de 2012 la reserva probada desarrollada de gas asociado comprende 73.2 por ciento del total, mientras que a la reserva probada desarrollada de gas no asociado le corresponde 26.8 por ciento. En particular, el mayor volumen de reserva probada desarrollada de gas asociado se localiza en

Cuadro 3.7 Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**5,046.5**	**2,064.8**	**527.0**	**7,720.4**	**1,173.1**	**1,070.2**	**1,486.3**	**3,729.6**
	Marina Noreste	4,820.8	16.7	0.0	2,892.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.8	145.8	1,218.6	386.0	0.0	0.0	386.0
	Norte	208.2	196.7	3.0	681.1	10.7	967.8	1,230.9	2,209.4
	Sur	17.6	1,323.5	378.2	2,928.6	776.4	102.4	255.4	1,134.2
2010	**Total**	**4,814.3**	**1,986.5**	**563.4**	**6,841.1**	**1,255.8**	**1,011.9**	**1,520.2**	**3,787.9**
	Marina Noreste	4,645.2	13.4	0.0	2,301.9	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	523.6	124.2	1,161.7	452.8	0.0	0.0	452.8
	Norte	144.4	130.5	0.0	439.1	0.0	941.4	1,303.4	2,244.9
	Sur	24.7	1,319.0	439.2	2,938.5	803.0	70.4	216.8	1,090.2
2011	**Total**	**4,476.3**	**1,917.7**	**622.9**	**7,408.1**	**1,220.3**	**936.7**	**1,442.4**	**3,599.4**
	Marina Noreste	4,265.2	16.3	0.0	2,541.7	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.1	77.7	1,021.3	341.1	0.0	0.0	341.1
	Norte	169.8	143.3	5.1	502.3	107.7	880.7	1,274.3	2,262.7
	Sur	41.3	1,231.0	540.1	3,342.8	771.5	56.0	168.1	995.6
2012	**Total**	**4,493.1**	**1,688.9**	**605.4**	**7,251.6**	**1,433.8**	**888.2**	**1,198.2**	**3,520.2**
	Marina Noreste	4,278.0	25.0	0.0	2,390.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	536.3	84.8	1,035.5	435.8	0.0	0.0	435.8
	Norte	175.7	124.5	5.0	507.6	49.0	846.0	1,072.0	1,967.1
	Sur	39.4	1,003.1	515.5	3,318.1	948.9	42.2	126.2	1,117.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

las regiones Norte y Sur, las cuales registran 33.0 y 34.1 por ciento, respectivamente.

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Al 1 de enero de 2012, la reserva probada no desarrollada de petróleo crudo equivalente asciende a 4,662.3 millones de barriles. La Región Sur aporta 29.3 por ciento del total, en tanto la Región Marina Noreste contribuye con 28.2 por ciento, ubicándose enseguida la Región Marina Suroeste con 25.6 por ciento, mientras que la Región Norte aporta 16.9 por ciento. El cuadro 3.8 presenta la distribución anterior.

De acuerdo al tipo de fluido, la reserva probada no desarrollada de aceite comprende 69.4 por ciento del total nacional, la de gas seco equivalente a líquido 19.7 por ciento, mientras que la de líquidos de planta engloba 9.0 por ciento y la de condensado complementa el total con 1.9 por ciento. Asimismo, con respecto al año anterior, la reserva probada no desarrollada de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012 exhibe un incremento de 4.0 por ciento.

La reserva probada no desarrollada de aceite del país, al 1 de enero de 2012, asciende a 3,237.8 millones de barriles. Las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste aportan 57.8 por ciento del total, mientras que las regiones Norte y Sur contribuyen con 42.2 por ciento. En cuanto al gas natural, la reserva probada no desarrollada al 1 de enero de 2012 asciende a 6,452.6 miles de millones de pies cúbicos, como se ilustra en el cuadro 3.8. Específicamente, a la Región Marina

Cuadro 3.8 Distribución histórica de las reservas probadas no desarrolladas por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas entregado en planta	Gas seco
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**2,765.9**	**80.6**	**400.5**	**864.4**	**4,111.4**	**6,199.5**	**5,520.7**	**4,495.9**
	Marina Noreste	1,081.8	26.9	18.7	38.4	1,165.8	473.7	250.7	199.9
	Marina Suroeste	502.3	17.5	109.1	260.3	889.2	1,858.2	1,642.4	1,353.6
	Norte	420.9	2.0	45.2	215.2	683.4	1,328.2	1,221.0	1,119.4
	Sur	760.9	34.1	227.5	350.5	1,373.0	2,539.3	2,406.6	1,822.9
2010	**Total**	**3,055.4**	**66.7**	**401.9**	**842.2**	**4,366.2**	**6,185.5**	**5,508.9**	**4,380.5**
	Marina Noreste	1,432.4	24.6	28.5	58.1	1,543.7	570.8	387.4	302.2
	Marina Suroeste	522.0	13.1	117.9	268.9	921.8	1,979.3	1,733.5	1,398.3
	Norte	338.6	2.0	40.7	184.0	565.2	1,182.9	1,047.3	956.8
	Sur	762.4	27.0	214.8	331.3	1,335.5	2,452.6	2,340.6	1,723.1
2011	**Total**	**3,144.1**	**66.6**	**390.0**	**875.4**	**4,476.2**	**6,308.7**	**5,646.0**	**4,553.1**
	Marina Noreste	1,400.7	21.4	26.1	54.4	1,502.6	541.5	356.2	282.9
	Marina Suroeste	651.0	12.2	160.8	377.3	1,201.4	2,701.2	2,417.0	1,962.2
	Norte	340.3	3.0	42.7	193.5	579.5	1,175.9	1,098.8	1,006.2
	Sur	752.1	30.0	160.4	250.3	1,192.8	1,890.2	1,774.0	1,301.8
2012	**Total**	**3,237.8**	**88.8**	**417.3**	**918.3**	**4,662.3**	**6,452.6**	**5,862.5**	**4,776.3**
	Marina Noreste	1,225.1	13.7	23.9	49.8	1,312.5	458.3	326.4	259.1
	Marina Suroeste	645.8	11.6	163.7	373.2	1,194.4	2,608.8	2,387.4	1,941.2
	Norte	507.8	2.2	56.8	220.2	787.0	1,383.7	1,256.0	1,145.3
	Sur	859.1	61.2	173.0	275.1	1,368.4	2,001.8	1,892.7	1,430.6

Suroeste le corresponde el mayor volumen de la reserva total, es decir, 40.4 por ciento; esto se origina primordialmente por la incorporación y reclasificación de reservas. Asimismo, la reserva probada no desarrollada de gas entregado en planta es de 5,862.5 miles de millones de pies cúbicos, mientras que la reserva de gas seco en la misma categoría suma 4,776.3 miles de millones de pies cúbicos. A nivel regional, a la Región Marina Suroeste le corresponden los volúmenes más elevados de reservas para los dos casos anteriores.

En cuanto a la conformación de la reserva probada no desarrollada de aceite pesado, la Región Marina Noreste acumula 73.5 por ciento del total nacional, mientras que las regiones restantes contribuyen en conjunto con 26.5 por ciento. Para el caso de la reserva probada no desarrollada de aceite ligero, la Región Sur registra el porcentaje más elevado, es decir, 54.3 por ciento. Por su parte, las regiones Norte y Marina Suroeste aportan conjuntamente 43.0 por ciento. Por último, en lo que concierne a la reserva probada no desarrollada de aceite superligero, la Región Marina Suroeste comprende 59.0 por ciento seguida de la Región Sur con 38.4 por ciento. En el cuadro 3.9 se muestra la clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo en base a su densidad.

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural clasificadas de acuerdo su asociación con el aceite, también se muestran en el cuadro anterior. Al 1 de enero de 2012, la reserva probada no desarrollada de gas asociado contribuye al total nacional con 56.6 por

Cuadro 3.9 Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**1,334.8**	**1,172.8**	**258.2**	**3,752.7**	**1,162.7**	**664.3**	**619.8**	**2,446.8**
	Marina Noreste	1,047.7	34.1	0.0	460.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	280.3	101.0	397.3	944.7	308.6	207.7	1,460.9
	Norte	134.2	271.8	14.9	600.9	24.2	351.4	351.6	727.3
	Sur	32.0	586.6	142.3	2,294.2	193.8	4.3	47.1	245.2
2010	**Total**	**1,668.2**	**1,035.2**	**352.0**	**3,878.4**	**1,242.4**	**569.5**	**495.3**	**2,307.2**
	Marina Noreste	1,394.0	38.4	0.0	556.4	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	242.8	165.9	456.5	1,076.7	308.6	137.4	1,522.8
	Norte	131.9	190.7	16.0	570.7	36.4	256.6	319.2	612.2
	Sur	29.1	563.2	170.0	2,294.8	129.3	4.3	24.3	157.8
2011	**Total**	**1,674.2**	**1,020.6**	**449.3**	**3,398.5**	**1,699.8**	**763.6**	**446.8**	**2,910.2**
	Marina Noreste	1,371.6	29.1	0.0	527.1	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	111.5	291.0	248.6	462.1	1,649.6	452.0	137.5	2,239.1
	Norte	144.2	187.8	8.3	591.5	5.7	308.2	270.5	584.4
	Sur	46.9	512.8	192.4	1,817.9	44.5	3.4	24.4	72.3
2012	**Total**	**1,625.0**	**1,103.5**	**509.3**	**3,650.0**	**1,613.3**	**764.7**	**424.6**	**2,802.6**
	Marina Noreste	1,194.8	30.3	0.0	444.1	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	101.1	244.3	300.3	539.6	1,541.7	451.1	76.4	2,069.2
	Norte	265.0	229.6	13.1	739.8	20.7	313.6	309.6	643.9
	Sur	64.1	599.2	195.8	1,926.6	50.9	0.0	24.4	75.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

ciento, por lo que la reserva de gas no asociado registra 43.4 por ciento. En cuanto al gas natural asociado, la Región Sur aporta 52.8 por ciento, seguida de las regiones Norte y Marina Suroeste con 20.3 y 14.8 por ciento, respectivamente. Para el caso del gas natural no asociado, la Región Marina Suroeste presenta el mayor porcentaje, esto es, 73.8 por ciento. Esto se atribuye a sus yacimientos de gas y condensado. La segunda posición la ocupa la Región Norte con 23.0 por ciento, debido a los yacimientos de gas seco y húmedo localizados en la misma.

3.3.2. Reservas probables

Las reservas probables de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012 ascienden a 12,352.7 millones de barriles. En forma desagregada, para este año, el aceite contribuye con 69.2 por ciento del total, el gas seco equivalente a líquido con 20.7 por ciento, los líquidos de planta con 9.4 por ciento son y finalmente el condensado con el 0.7 por ciento restante. Asimismo, en términos de petróleo crudo equivalente, la Región Norte contiene la mayor cantidad con 49.9 por ciento, le sigue la Región Marina Noreste con 25.9 por ciento, la Región Sur con 8.1 por ciento y la Región Marina Suroeste con 16.0 por ciento. La evolución de las reservas probables distribuidas por región y tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.10.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probables de gas natural ascienden a 17,612.5 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probables de gas entregado en planta son 15,950.5 miles de millones de pies cúbicos,

Cuadro 3.10 Distribución histórica de las reservas probables por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas entregado en planta	Gas seco
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**10,375.8**	**81.6**	**1,174.6**	**2,884.9**	**14,516.9**	**20,110.5**	**17,890.4**	**15,004.4**
	Marina Noreste	2,844.5	42.1	30.9	59.7	2,977.1	631.1	394.2	310.3
	Marina Suroeste	985.5	23.7	146.3	381.3	1,536.9	2,675.9	2,388.4	1,983.2
	Norte	5,845.0	4.6	838.4	2,174.6	8,862.6	14,901.3	13,302.2	11,310.0
	Sur	700.8	11.1	159.0	269.4	1,140.3	1,902.2	1,805.7	1,400.9
2010	**Total**	**10,020.5**	**70.9**	**1,210.9**	**2,934.3**	**14,236.6**	**20,694.3**	**18,324.1**	**15,261.0**
	Marina Noreste	2,313.6	40.9	42.5	82.6	2,479.5	795.5	556.4	429.6
	Marina Suroeste	936.3	14.2	156.7	422.2	1,529.5	2,961.7	2,662.0	2,195.9
	Norte	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	9,150.2	15,232.9	13,484.6	11,407.0
	Sur	693.1	10.1	138.1	236.2	1,077.4	1,704.2	1,621.1	1,228.4
2011	**Total**	**10,736.4**	**58.0**	**1,238.9**	**2,979.8**	**15,013.1**	**20,905.4**	**18,627.2**	**15,497.7**
	Marina Noreste	2,927.6	22.1	45.2	89.7	3,084.6	825.1	593.4	466.4
	Marina Suroeste	1,001.1	13.2	186.6	499.2	1,700.0	3,454.6	3,134.3	2,596.3
	Norte	6,020.2	5.9	872.8	2,161.3	9,060.2	14,972.1	13,310.0	11,240.9
	Sur	787.6	16.7	134.3	229.6	1,168.2	1,653.6	1,589.6	1,194.0
2012	**Total**	**8,548.1**	**84.6**	**1,163.9**	**2,556.1**	**12,352.7**	**17,612.5**	**15,950.5**	**13,293.9**
	Marina Noreste	2,999.7	35.4	56.6	111.8	3,203.6	942.7	740.9	581.6
	Marina Suroeste	1,202.4	18.3	209.9	545.7	1,976.4	3,765.4	3,421.4	2,838.4
	Norte	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3	11,529.7	10,460.6	8,851.1
	Sur	666.7	26.9	113.2	196.7	1,003.4	1,374.6	1,327.6	1,022.8

con 65.6 por ciento de éstas en la Región Norte. Las reservas probables de gas seco suman 13,293.9 miles de millones de pies cúbicos, con la Región Norte concentrando 66.6 por ciento de las mismas. Las reservas probables de aceite son 8,548.1 millones de barriles, el comportamiento de estas reservas en los últimos tres años se presentan en el cuadro 3.10.

De acuerdo a la clasificación del aceite crudo al 1 de enero de 2012, las reservas de aceite pesado aportan 54.1 por ciento del total nacional, mientras que las reservas de aceite ligero 34.1 por ciento y las reservas de aceite superligero 11.9 por ciento. La Región Marina Noreste concentra 64.0 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Norte 67.8 del aceite ligero. En el caso del aceite superligero, las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur contienen proporciones similares con 25.6, 39.5 y 34.9 por ciento, respectivamente. En el cuadro 3.11 se muestra la clasificación por densidad de las reservas probables de aceite crudo.

En lo que respecta a la clasificación de las reservas probables de gas natural, al 1 de enero de 2012, las reservas de gas asociado representan 76.0 por ciento del total nacional y las reservas de gas no asociado el 24.0 por ciento. El 78.1 por ciento de las reservas probables de gas asociado se ubica en la Región Norte, proveniente principalmente de yacimientos de aceite y gas disuelto. En relación a las reservas probables de gas no asociado, 64.8 por ciento se encuentra en la Región Marina Suroeste, principalmente en yacimientos de gas y condensado. Para el caso de la Región Norte,

Cuadro 3.11 Clasificación de las reservas probables de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**5,402.1**	**3,646.1**	**1,327.6**	**15,744.8**	**1,579.9**	**1,610.3**	**1,175.4**	**4,365.7**
	Marina Noreste	2,807.7	36.8	0.0	628.8	0.0	0.0	2.3	2.3
	Marina Suroeste	216.3	567.1	202.1	903.8	871.9	606.9	293.2	1,772.1
	Norte	2,232.7	2,815.2	797.1	13,152.9	36.1	992.5	719.8	1,748.4
	Sur	145.3	227.0	328.5	1,059.2	671.9	10.9	160.2	842.9
2010	**Total**	**4,711.6**	**3,794.5**	**1,514.4**	**16,352.6**	**1,791.6**	**1,518.0**	**1,032.0**	**4,341.7**
	Marina Noreste	2,236.8	76.8	0.0	794.2	0.0	0.0	1.2	1.2
	Marina Suroeste	219.1	476.3	241.0	750.1	1,241.8	606.7	363.2	2,211.6
	Norte	2,117.6	2,984.3	975.6	13,781.1	24.2	899.3	528.3	1,451.8
	Sur	138.2	257.0	297.8	1,027.2	525.6	12.0	139.4	677.0
2011	**Total**	**5,237.9**	**3,890.2**	**1,608.4**	**16,366.2**	**2,186.9**	**1,370.7**	**981.6**	**4,539.2**
	Marina Noreste	2,898.3	29.4	0.0	823.7	0.0	0.0	1.4	1.4
	Marina Suroeste	227.9	484.4	288.8	753.3	1,679.9	656.6	364.8	2,701.2
	Norte	2,014.9	3,109.2	896.1	13,720.4	61.5	702.5	487.7	1,251.7
	Sur	96.8	267.2	423.5	1,068.7	445.5	11.7	127.7	584.9
2012	**Total**	**4,621.3**	**2,912.0**	**1,014.9**	**13,377.5**	**2,085.8**	**1,233.7**	**915.5**	**4,235.0**
	Marina Noreste	2,956.0	43.7	0.0	941.1	0.0	0.0	1.6	1.6
	Marina Suroeste	291.7	650.7	260.0	1,019.6	1,735.5	641.6	368.7	2,745.8
	Norte	1,304.1	1,974.1	401.1	10,442.8	63.8	582.7	440.4	1,087.0
	Sur	69.4	243.5	353.8	974.0	286.5	9.3	104.8	400.6

* G y C: yacimientos de gas y condensado

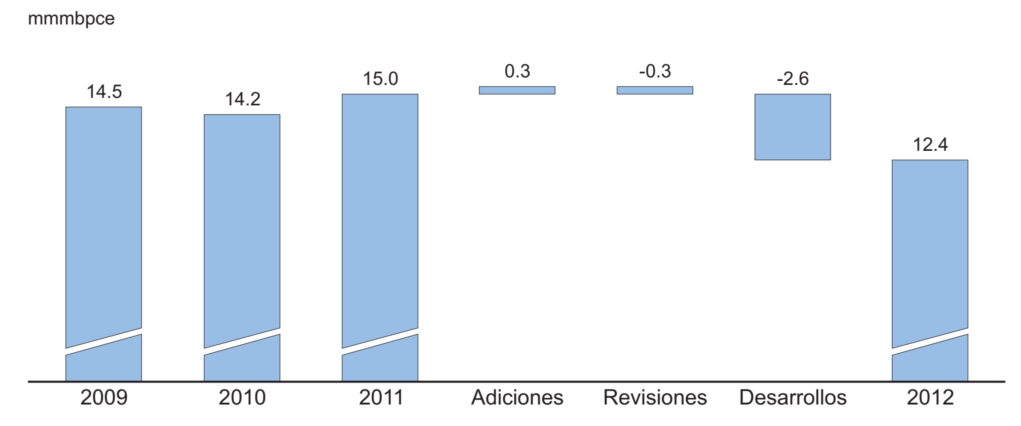


Figura 3.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

que aporta el 25.7 de las reservas de gas no asociado, éstas se concentran en yacimientos de gas seco y húmedo. La clasificación de las reservas probables de gas natural se muestra en el mismo cuadro 3.11.

El comportamiento de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país y su comportamiento histórico en los últimos tres años se muestran en la figura 3.8. Al 1 de enero de 2012, las reservas

Cuadro 3.12 Distribución histórica de las reservas posibles por fluido y región.

		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco equivalente	Total	Gas natural	Gas entregado en planta	Gas seco
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**10,149.8**	**101.7**	**1,233.8**	**3,252.6**	**14,737.9**	**22,614.3**	**20,016.9**	**16,916.3**
	Marina Noreste	2,892.8	70.7	42.8	90.2	3,096.5	896.1	585.1	468.9
	Marina Suroeste	1,056.0	22.8	142.1	537.7	1,758.5	3,433.0	3,204.7	2,796.6
	Norte	5,729.2	6.5	974.3	2,499.9	9,209.9	17,383.0	15,389.9	13,001.8
	Sur	471.8	1.8	74.7	124.8	673.0	902.2	837.2	649.0
2010	**Total**	**10,057.2**	**89.8**	**1,337.1**	**3,361.9**	**14,846.0**	**23,727.2**	**20,935.5**	**17,485.1**
	Marina Noreste	2,719.0	51.7	43.2	91.9	2,905.9	871.4	607.2	478.2
	Marina Suroeste	1,445.3	27.1	290.6	826.5	2,589.5	5,671.5	5,143.7	4,298.5
	Norte	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	8,639.8	16,223.9	14,296.1	12,036.2
	Sur	500.8	3.7	77.0	129.3	710.8	960.4	888.6	672.2
2011	**Total**	**9,662.4**	**38.0**	**1,299.7**	**3,264.4**	**14,264.5**	**23,053.3**	**20,354.8**	**16,977.8**
	Marina Noreste	2,560.5	18.9	42.3	91.7	2,713.3	848.8	595.6	476.9
	Marina Suroeste	1,457.6	8.2	312.1	829.5	2,607.4	5,729.9	5,223.1	4,314.2
	Norte	5,237.4	8.0	892.3	2,249.9	8,387.6	15,718.9	13,896.8	11,701.5
	Sur	406.9	2.9	53.1	93.3	556.2	755.6	639.3	485.2
2012	**Total**	**12,039.3**	**44.5**	**1,691.1**	**3,899.5**	**17,674.3**	**26,804.0**	**24,069.5**	**20,281.1**
	Marina Noreste	3,067.6	14.6	31.3	69.8	3,183.3	647.2	451.0	362.8
	Marina Suroeste	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	2,962.5	6,769.7	6,399.8	5,461.9
	Norte	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5	18,570.0	16,479.9	13,879.9
	Sur	407.9	4.4	60.9	110.8	584.1	817.1	738.8	576.5

probables de petróleo crudo equivalente registraron un decremento de 2,660.4 millones de barriles, es decir, 17.7 por ciento, con relación al año anterior. El decremento es ocasionado por las revisiones de los campos ya existentes con 297.3 millones de barriles y por las actividades de desarrollo con 2,645.3 millones de barriles, sin embargo, se tuvieron incrementos por las actividades de exploración y delimitación por 282.2 millones de barriles.

3.3.3. Reservas posibles

Al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país alcanzan 17,674.3 millones de barriles. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.12. La Región Norte concentra el 61.9 por ciento de estas reservas, la Región Marina Noreste el 18.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 16.8 por ciento y la Región Sur el 3.3 por ciento restante. En función del tipo de fluido, el aceite crudo contribuye con 68.1 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 22.1 por ciento, los líquidos de planta con 9.6 por ciento y el condensado 0.3 por ciento.

Las reservas posibles de gas natural, al 1 de enero de 2012, alcanzan 26,804.0 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas de gas entregado en planta suman 24,069.5 miles de millones de pies cúbicos, localizándose principalmente en la Región Norte con 68.5 por ciento. Las reservas posibles de gas seco

Cuadro 3.13 Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo y gas natural.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Año	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2009	**Total**	**5,052.7**	**4,064.4**	**1,032.6**	**17,492.1**	**1,136.9**	**2,201.0**	**1,784.4**	**5,122.2**
	Marina Noreste	2,892.8	0.0	0.0	854.0	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	402.7	417.9	235.4	713.1	765.9	1,095.1	858.9	2,719.9
	Norte	1,601.9	3,456.7	670.6	15,448.7	16.4	1,101.5	816.4	1,934.3
	Sur	155.3	189.9	126.6	476.3	354.5	4.3	67.1	425.9
2010	**Total**	**4,803.8**	**3,946.9**	**1,306.5**	**16,974.6**	**3,061.2**	**2,182.4**	**1,509.0**	**6,752.6**
	Marina Noreste	2,713.5	5.5	0.0	829.3	0.0	0.0	42.1	42.1
	Marina Suroeste	407.7	535.2	502.4	894.4	2,710.9	1,208.0	858.3	4,777.1
	Norte	1,538.7	3,195.2	658.1	14,707.8	3.6	970.2	542.3	1,516.1
	Sur	143.8	211.0	146.0	543.1	346.7	4.3	66.3	417.3
2011	**Total**	**4,392.6**	**3,705.8**	**1,564.0**	**16,122.1**	**3,817.5**	**1,664.2**	**1,449.4**	**6,931.2**
	Marina Noreste	2,560.5	0.0	0.0	806.9	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	362.3	468.0	627.4	696.4	3,596.0	579.0	858.5	5,033.5
	Norte	1,335.1	3,125.0	777.3	14,148.4	6.0	1,081.8	482.7	1,570.5
	Sur	134.8	112.8	159.3	470.4	215.5	3.4	66.3	285.2
2012	**Total**	**5,287.5**	**5,093.5**	**1,658.3**	**19,431.3**	**3,332.6**	**2,149.2**	**1,891.0**	**7,372.7**
	Marina Noreste	3,067.6	0.0	0.0	605.2	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	343.1	592.2	621.7	999.6	3,089.4	1,369.7	1,311.0	5,770.0
	Norte	1,745.9	4,401.2	859.5	17,338.3	5.9	776.1	449.8	1,231.8
	Sur	130.9	100.0	177.1	488.2	237.3	3.4	88.2	328.9

* G y C: yacimientos de gas y condensado

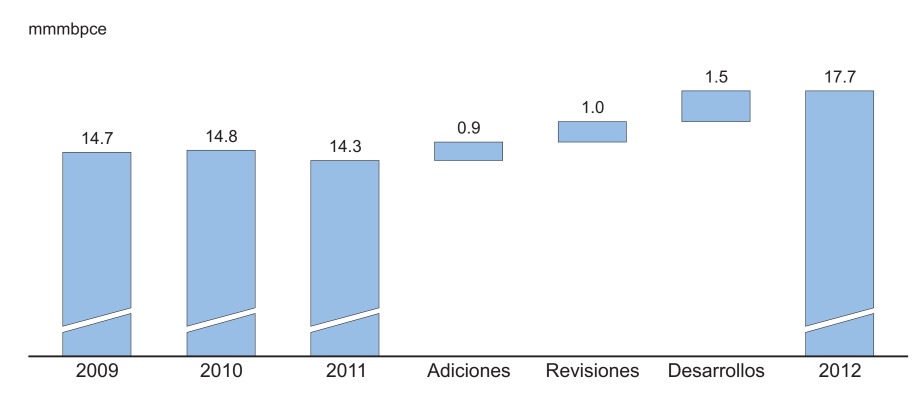


Figura 3.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

resultan en 20,281.1 miles de millones de pies cúbicos, siendo nuevamente la Región Norte la de mayor contribución al alcanzar el 68.4 por ciento del total, como se observa en el cuadro 3.12.

Las reservas posibles de aceite crudo se estimaron en 12,039.3 millones de barriles al 1 de enero de 2012, de acuerdo a su clasificación, el aceite pesado contribuye con 43.9 por ciento, el aceite ligero con 42.3 por ciento y 13.8 por ciento restante se asocia a aceite superligero, como se muestra en el cuadro 3.13. Con respecto a las reservas posibles de aceite pesado, la Región Marina Noreste concentra el 58.0 por ciento, por otro lado, la Región Norte contiene la mayor cantidad reservas posibles de aceite ligero con 86.4 por ciento, en cambio las reservas posibles de aceite superligero están distribuidas en las regiones Norte, Sur y Marina Suroeste, donde la primera contiene más del 50 por ciento.

La clasificación de las reservas posibles de gas natural por su asociación con el aceite crudo se presenta en el cuadro 3.13. Así, al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de gas asociado constituyen 72.5 por ciento del total y las reservas posibles de gas no asociado el 27.5 por ciento restante. La distribución regional de las reservas posibles de gas asociado muestra que la Región Norte aporta 89.2 por ciento del total, y para el caso de las reservas posibles de gas no asociado la Región Marina Suroeste ubica 78.3 por ciento. Los yacimientos de gas y condensado son los que contienen la mayor concentración de estas reservas de gas no asociado.

Al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente muestran un incremento de 3,409.8 millones de barriles con respecto al año anterior, es decir, 23.9 por ciento. Los resultados exitosos en las actividades de exploración y delimitación permitieron adicionar 938.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de igual manera, en las actividades de desarrollo y revisión se tienen incrementos de reservas por 2,471.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La evolución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años y los rubros que generan la variación de éstas en el año 2011 se presentan en la figura 3.9.

Descubrimientos

4

Los resultados de la actividad exploratoria cumplieron de manera sobresaliente con los objetivos que la empresa ha planteado dentro del marco estratégico nacional. Durante 2011, la exploración reflejó resultados tangibles para Petróleos Mexicanos logrando la incorporación de reservas totales o 3P de 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significó alcanzar nuevamente una tasa de restitución 3P mayor al 100 por ciento.

La clasificación de los volúmenes y reservas originales de hidrocarburos totales descubiertos están fundamentados en los lineamientos establecidos en el documento titulado *Petroleum Resources Management System* (PRMS), publicado de manera conjunta por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE). Es importante mencionar que la incorporación de reservas por nuevos descubrimientos durante los últimos cinco años se ha logrado mantener por arriba de los 1,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, esto ha permitido cumplir con las metas de restitución e incorporación de reservas por actividad exploratoria.

La incorporación de reservas 3P durante 2011, por 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se concentró principalmente en la Región Marina Suroeste con 44.5 por ciento y la Región Marina Noreste con 42.3 por ciento. Las regiones Norte y Sur representan 4.7 y 8.5 por ciento, respectivamente.

Los descubrimientos de yacimientos de aceite aportaron 1,011.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, incrementando su contribución de 61.0 a 69.2 por ciento con respecto al año anterior. Las reservas descubiertas permitirán documentar proyectos que coadyuven a incrementar la producción de crudo establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

Los descubrimientos de gas no asociado concentraron 71.2 por ciento de las reservas incorporadas, es decir, 1,519.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural no asociado, producto principalmente de los descubrimientos en las cuencas de Veracruz, Burgos y del Sureste. En esta última, el éxito exploratorio continuó al descubrirse dos campos de gas no asociado, Nen y Piklis, con reservas 3P que alcanzan 433.8 y 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representan el 57.4 por ciento del total de reservas descubiertas de gas natural. A la fecha, de los pozos que han sido perforados en aguas profundas del Golfo de México, Nab-1, Lakach-1, Noxal-1, Lalail-1, Leek-1, Nen-1 y Piklis-1 han incorporado 736.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, lo que corrobora el alto potencial petrolero del área.

La producción en 2011 alcanzó 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por lo que la tasa de restitución 3P por actividad exploratoria alcanzó 107.6 por ciento. Estos logros son más significativos si se considera que la inversión destinada para la actividad exploratoria, por parte de Petróleos Mexicanos, permitió sostener durante 2011 un nivel de presupuesto muy similar a los últimos cuatro años de 31,132.7 millones de pesos. La actividad física realizada con este nivel de inversión consistió en la perforación y terminación de 33 pozos exploratorios y delimitadores, y en la toma de 3,388 kilómetros de sísmica 2D y 44,288 kilómetros cuadrados de sísmica 3D.

En este capítulo se presentan los principales aspectos técnicos de los descubrimientos del año 2011, describiendo las principales características de los yacimientos, mostrando los datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería más relevantes. Asimismo, se discuten las estadísticas de incorporación de reservas por región, cuenca, tipo de yacimiento e hidrocarburo. Al final del capítulo, se resume la evolución de la incorporación de reservas por exploración en los últimos años.

4.1 Resultados obtenidos

Las incorporaciones de reservas de hidrocarburos por la actividad exploratoria en 2011 superaron las expectativas establecidas en el año alcanzando 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P. Como se describirá más adelante, las localizaciones exploratorias se perforaron en áreas terrestres y marinas, en rocas de edad Mesozoica y Terciaria. En el cuadro 4.1 se resumen, a nivel de pozo exploratorio, las reservas de aceite y gas natural incorporadas en las categorías probada (1P), probada más probable (2P) y probada más probable más posible (3P), esta última también se indica en términos de petróleo crudo equivalente.

Los descubrimientos de crudo contribuyeron con el 78.1 por ciento del total de reservas 3P incorporadas. Estas reservas se concentran principalmente en las Cuencas del Sureste, de las cuales 1,011.0

Cuadro 4.1 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011.

		1P		2P		3P		
Cuenca Campo	Pozo	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmb
Total		**116.3**	**165.4**	**301.5**	**443.6**	**1,011.0**	**2,134.2**	**1,461.1**
Burgos		**0.0**	**18.9**	**0.0**	**31.3**	**0.0**	**47.7**	**10.1**
Bocaxa	Bocaxa-1	0.0	8.6	0.0	14.5	0.0	21.4	4.6
Bragado	Bragado-1	0.0	2.3	0.0	4.8	0.0	10.2	2.5
Nejo	Lindero-1	0.0	7.9	0.0	12.0	0.0	16.1	3.1
Sabinas		**0.0**	**5.2**	**0.0**	**30.4**	**0.0**	**111.8**	**21.5**
Emergente	Emergente-1	0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Sureste		**113.0**	**88.4**	**295.2**	**260.0**	**1,002.0**	**1,834.7**	**1,393.6**
Hokchi	Hokchi-101	19.5	9.2	61.0	28.8	84.9	40.0	93.2
Kab	Kinbe-1	13.0	19.2	60.1	88.4	178.6	262.8	233.6
Kayab	Kayab-1	0.0	0.0	0.0	0.0	490.5	40.7	490.5
Nen	Nen-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	433.8	81.5
Pareto	Pareto-1	17.8	45.9	43.7	110.2	69.2	168.7	111.7
Piklis	Piklis-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	790.7	180.9
Sihil	Sihil-8	57.1	10.6	111.0	20.0	121.0	21.7	128.1
Tokal	Tokal-1	0.8	0.2	5.7	3.7	10.8	7.2	12.5
Tsimin	Tsimin-1DL	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	46.2	27.1
Xanab	Xanab-101	4.7	3.4	13.6	9.0	29.7	23.0	34.5
Veracruz		**3.4**	**52.8**	**6.3**	**121.8**	**9.0**	**139.9**	**35.9**
Chancarro	Chancarro-1	0.0	26.1	0.0	26.1	0.0	26.1	5.0
Gasifero	Gasifero-1	3.4	26.7	6.3	95.7	9.0	113.8	30.8

millones de barriles corresponden al aceite y 614.7 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado. Las incorporaciones se distribuyeron principalmente en las Cuencas del Sureste; la Región Marina Noreste incorporó 611.5 millones de barriles de aceite pesado y 62.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representan 618.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P. En la Región Marina Suroeste, en el Activo Litoral de Tabasco, se descubrieron yacimientos de aceite ligero, superligero, pesado y gas no asociado, que suman una reserva 3P de 310.5 millones de barriles de aceite y 1,596.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalente a 650.9 millones de barriles de petróleo crudo. En la Región Sur, el Activo Bellota-Jujo, incorporó reservas de aceite ligero y superligero por 80.0 millones de barriles de aceite y 175.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, es decir, 124.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las reservas de gas no asociado incorporadas ascienden a 1,519.5 miles de millones de pies cúbicos, las cuales se concentraron principalmente en la Región Norte y las Cuencas del Sureste. La Región Norte incorporó reservas 3P por 67.5 millones de barriles de crudo equivalente, constituido por 299.4 miles de millones de pies cúbicos, en donde 53.2 por ciento se concentró en el Activo Burgos y el restante 46.8 por ciento en el Activo Veracruz. En las Cuencas del Sureste, el esfuerzo exploratorio en aguas profundas resultó exitoso al descubrirse los campos Nen y Piklis con una reserva de 433.8 y 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, que corresponden a 81.5 y 180.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

En cuanto al gas natural asociado, se descubrieron 614.7 miles de millones de pies cúbicos, donde 35.0 por ciento corresponde al gas asociado de los yacimientos de aceite superligero, 48.4 por ciento a los yacimientos de aceite ligero y el restante 16.7 por ciento a los de aceite pesado.

El cuadro 4.2 describe la composición de las reservas incorporadas 1P, 2P y 3P, agrupándolas a nivel de cuenca; en tanto, en el cuadro 4.3 se presenta el resumen de las reservas descubiertas en las cate-

Cuadro 4.2 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011 por cuenca y región.

	1P		2P		3P		
Cuenca Región	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmb
Total	**116.3**	**165.4**	**301.5**	**443.6**	**1,011.0**	**2,134.2**	**1,461.1**
Burgos	**0.0**	**18.9**	**0.0**	**31.3**	**0.0**	**47.7**	**10.1**
Región Norte	0.0	18.9	0.0	31.3	0.0	47.7	10.1
Sabinas	**0.0**	**5.2**	**0.0**	**30.4**	**0.0**	**111.8**	**21.5**
Región Norte	0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Sureste	**113.0**	**88.4**	**295.2**	**260.0**	**1,002.0**	**1,834.7**	**1,393.6**
Región Marina Noreste	57.1	10.6	111.0	20.0	611.5	62.5	618.6
Región Marina Suroeste	37.3	31.8	134.7	126.2	310.5	1,596.4	650.9
Región Sur	18.6	46.1	49.4	113.9	80.0	175.8	124.1
Veracruz	**3.4**	**52.8**	**6.3**	**121.8**	**9.0**	**139.9**	**35.9**
Región Norte	3.4	52.8	6.3	121.8	9.0	139.9	35.9

Cuadro 4.3 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011 por tipo de hidrocarburo.

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
Reserva	Región	mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
1P	**Total**	**76.6**	**21.9**	**17.8**	**90.1**	**0.0**	**18.9**	**56.4**	**75.3**
	Marina Noreste	57.1	0.0	0.0	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	19.5	17.8	0.0	31.8	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	0.0	3.4	0.0	1.7	0.0	18.9	56.4	75.3
	Sur	0.0	0.8	17.8	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0
2P	**Total**	**172.1**	**85.7**	**43.7**	**263.1**	**0.0**	**31.3**	**149.2**	**180.4**
	Marina Noreste	111.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	61.0	73.7	0.0	126.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Norte	0.0	6.3	0.0	3.1	0.0	31.3	149.2	180.4
	Sur	0.0	5.7	43.7	113.9	0.0	0.0	0.0	0.0
3P	**Total**	**696.4**	**228.0**	**86.6**	**614.7**	**0.0**	**838.4**	**681.0**	**1,519.5**
	Marina Noreste	611.5	0.0	0.0	62.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	84.9	208.3	17.4	372.0	0.0	790.7	433.8	1,224.5
	Norte	0.0	9.0	0.0	4.4	0.0	47.7	247.3	295.0
	Sur	0.0	10.8	69.2	175.8	0.0	0.0	0.0	0.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

gorías 1P, 2P y 3P, señalando el tipo de hidrocarburo asociado a nivel de región.

Este capítulo incluye una explicación técnica de los principales campos descubiertos, enfocándose en sus principales características geológicas, geofísicas, petrofísicas y de yacimientos. También, se describe el tipo de fluido dominante y sus reservas incorporadas. Al final del capítulo, se hace una descripción de la evolución de las reservas incorporadas y de la tasa de restitución por actividad exploratoria de los últimos cuatro años.

4.2 Descubrimientos marinos

La perforación exploratoria se intensificó principalmente en la regiones marinas, donde se descubrieron 922.1 millones de barriles de petróleo crudo y 1,658.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, o en términos de petróleo crudo equivalente 1,269.4 millones de barriles de reservas 3P.

En la Sonda de Campeche, con la perforación y terminación de pozos en los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, se incorporaron en conjunto 618.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Asimismo, en el Activo Litoral de Tabasco se incorporaron volúmenes de aceite y gas descubiertos durante 2011 por 650.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En las Cuencas del Sureste destaca el éxito del pozo exploratorio Piklis-1, ubicado en la porción Sur de la provincia geológica Cordilleras Mexicanas, en un tirante de agua de 1,945 metros. La perforación de este pozo incorporó una reserva 3P de 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado, que equivalen a 180.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

A continuación se detallan los descubrimientos principales realizados durante 2011, mostrando información relevante de geología, geofísica, petrofísica y de ingeniería de los pozos perforados.

Cuencas del Sureste

Kinbe-1

Se localiza a 29 kilómetros al Noroeste de Frontera, Tabasco, y a 6.5 kilómetros al Suroeste del pozo Tsimin-1DL, geológicamente se ubica en la porción Suroeste del Pilar de Akal. El bloque Kinbe-Jurásico forma parte del campo Kab. Alcanzó una profundidad de 6,230 metros, resultando productor de aceite de 37 grados API y gas, en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con un gasto de aceite de 5,679.0 barriles por día y 9.1 millones de pies cúbicos diarios de gas, figura 4.1.

Geología estructural

La estructura donde se ubica el pozo Kinbe-1 se define como un anticlinal alargado, su eje principal está orientado en dirección Oeste-Este, tiene cierre propio en tres direcciones y hacia el flanco Oeste limita con

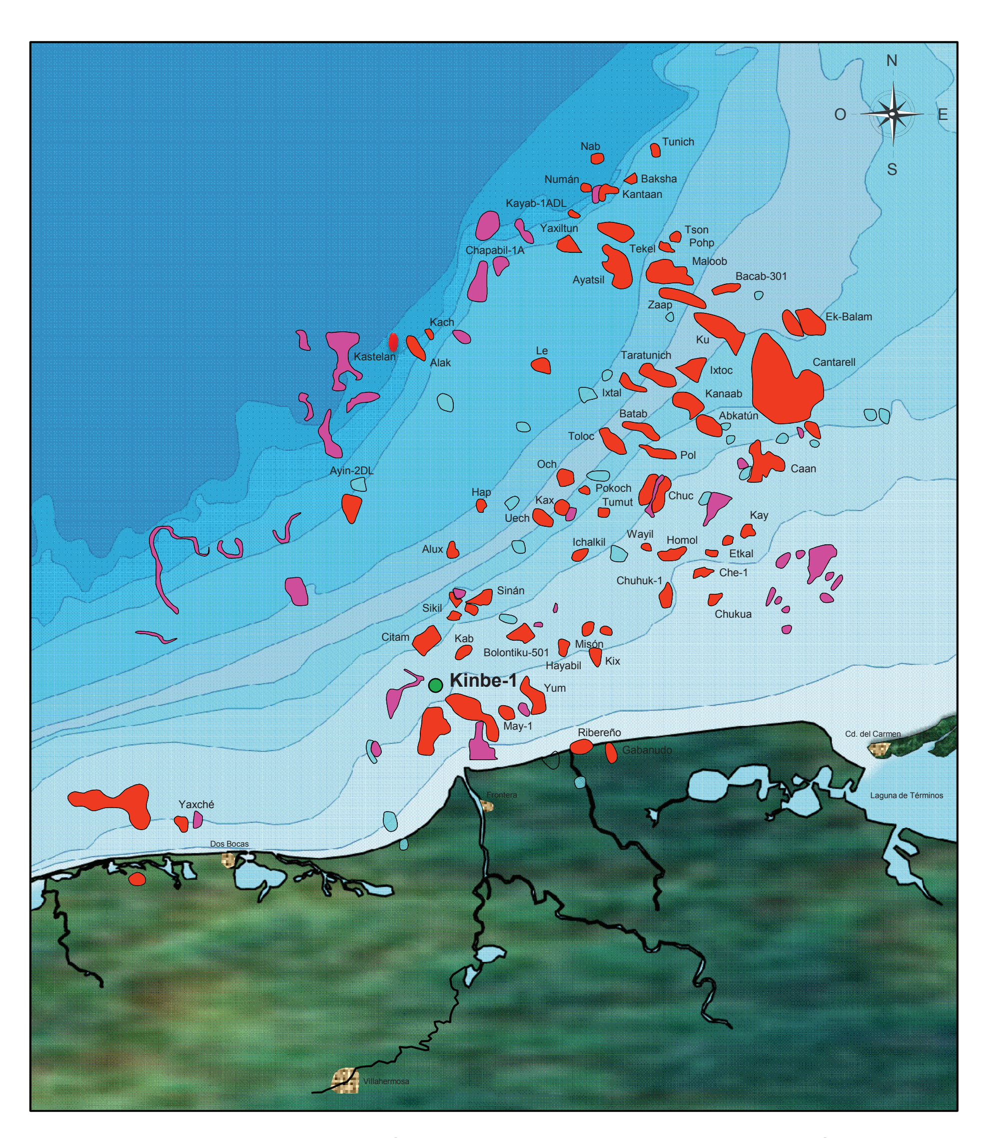


Figura 4.1 Mapa de localización del pozo Kinbe-1, ubicado a 29 kilómetros al Noroeste de Frontera, Tabasco.

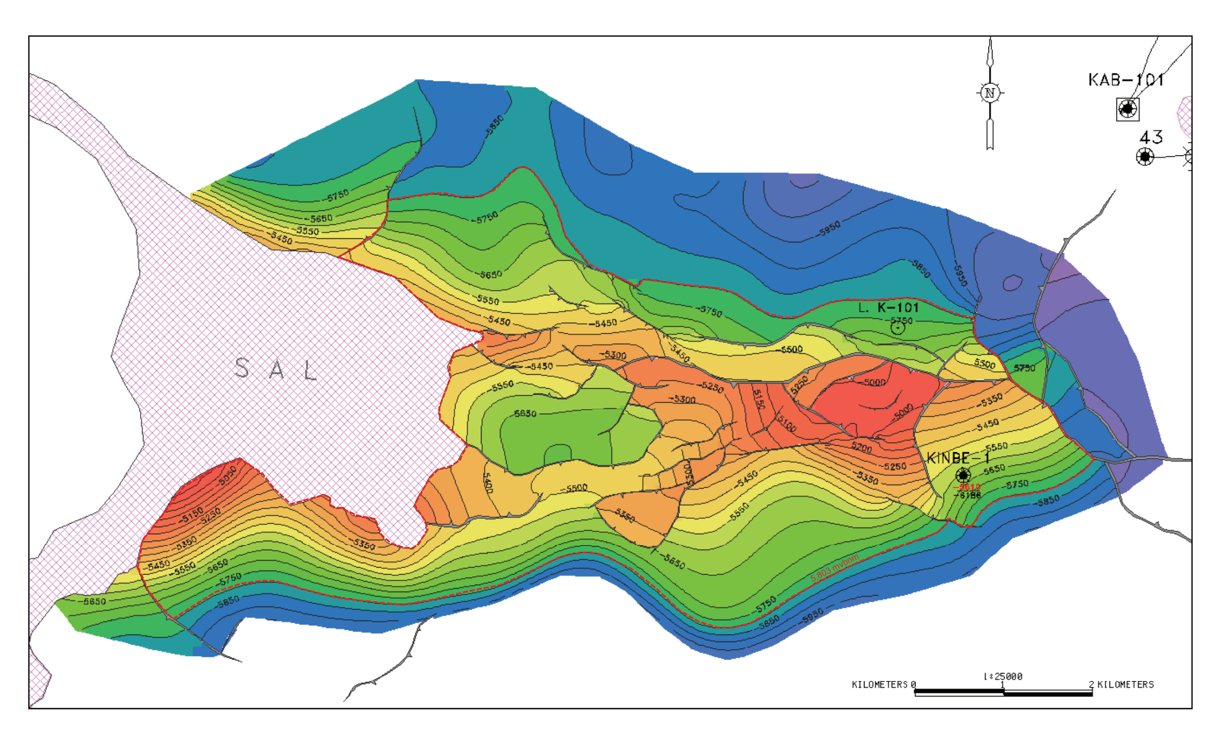


Figura 4.2 Configuración estructural de la cima del yacimiento Jurásico Superior Kimmerigdiano y ubicación del contacto agua-aceite a 5,803 metros.

un cuerpo salino intrusivo. Este pozo fue perforado en un flanco de la estructura y encontró el contacto agua-aceite a la profundidad de 5,803 metros, se consideró este límite hasta la culminación de la estructura para la evaluación de sus reservas y la dimensión de la trampa es de 26.7 kilómetros cuadrados, figura 4.2.

Estratigrafía

La columna geológica del campo, comprende rocas sedimentarias que se clasifican en edad, desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Reciente-Pleistoceno. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis e identificación de índices foraminíferos planctónicos en las muestras de canal y núcleos, así como por marcas eléctricas. El pozo Kinbe-1 se terminó a la profundidad total de 6,230 metros, figura 4.3.

Trampa

La estructura donde se ubica el pozo Kinbe-1 se define como un anticlinal alargado, con alto grado de fracturamiento, su eje principal está orientado Oeste-Este, tiene cierre propio en tres direcciones y hacia el flanco Occidental limita con un cuerpo salino intrusivo, la trampa es de tipo estructural.

Roca almacén

El yacimiento del campo de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, está constituido por carbonatos con diferentes grados de dolomitización, hacia la cima de la roca almacén está formada por dolomía mesocristalina con buena porosidad intercristalina, cavidades de disolución y fracturamiento, la zona media por un mudstone-wackestone parcialmente dolomitizado y fracturado y hacia la base del pozo por mudstone arcillo-limoso con escaso fracturamiento y baja porosidad, en la figura 4.4 se muestra la calidad de la roca almacén.

Roca generadora

De acuerdo con los estudios geoquímicos realizados en muestras de aceite y núcleos, se determinó que

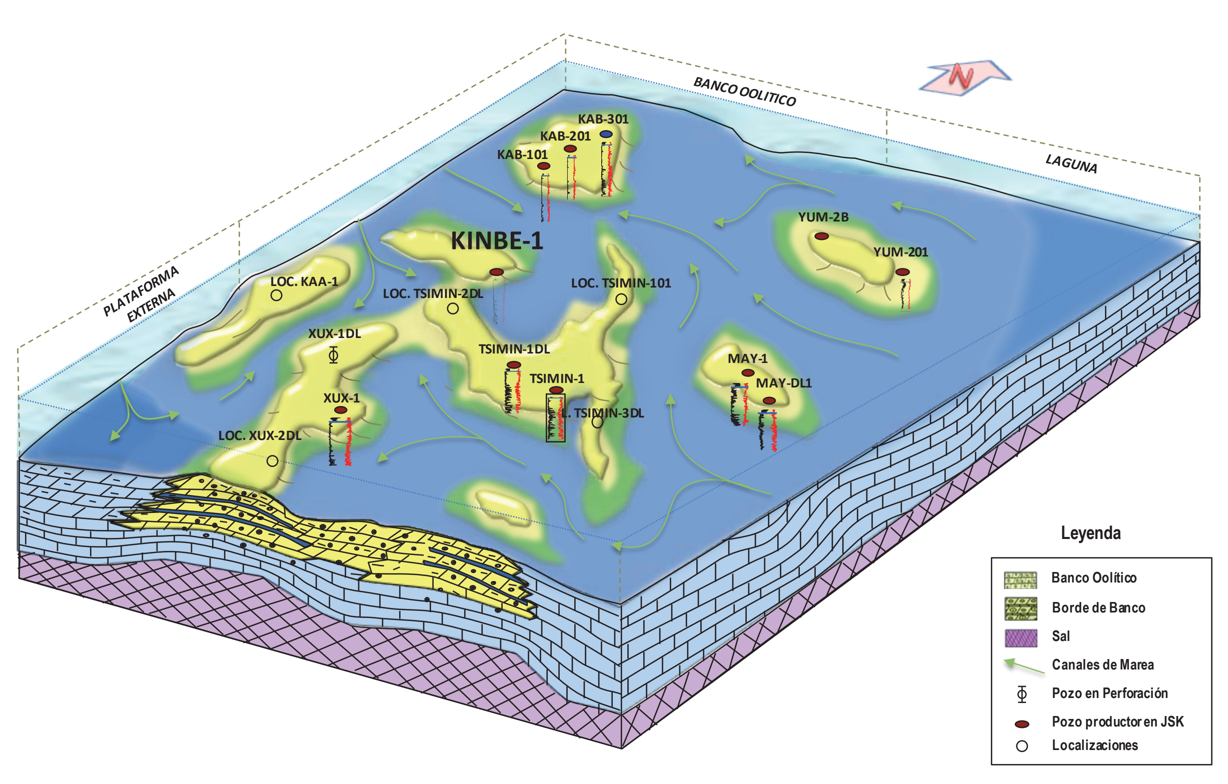


Figura 4.3 Modelo sedimentario establecido para el área del campo.

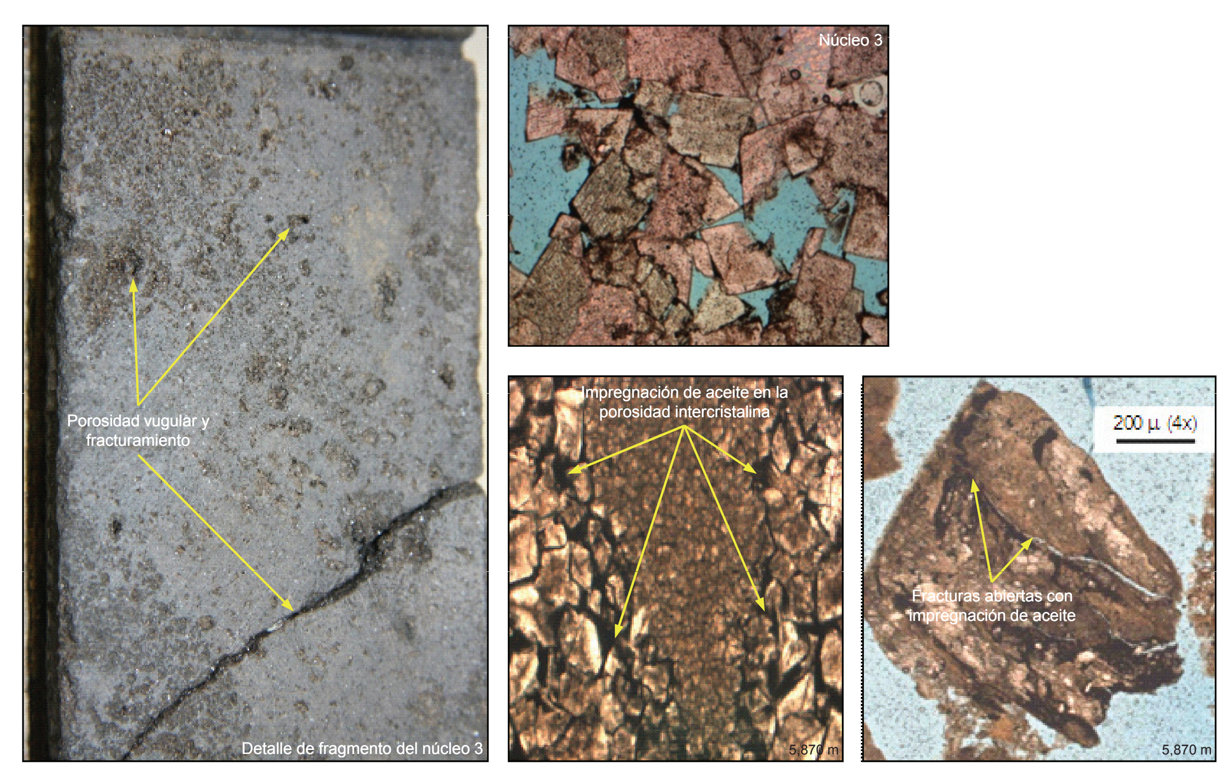


Figura 4.4 Núcleos y muestras de canal cortados en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano durante la perforación del pozo Kinbe-1, se aprecia impregnación de hidrocarburos en el sistema poroso y en las fracturas del núcleo.

la principal roca generadora de hidrocarburos en la Sonda de Campeche data del Jurásico Superior Tithoniano, y está constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas, con abundante materia orgánica.

Sello

Las rocas que actúan como sello del yacimiento del pozo Kinbe-1 corresponden a calizas arcillosas, con abundante materia orgánica de edad Jurásico Superior Tithoniano.

Yacimiento

Del análisis de la prueba de presión-producción en el intervalo III (5,683-5,730 metros), a la profundidad de 5,707 metros, se registró una presión estática de yacimiento 11,845.3 libras por pulgada cuadrada, con una temperatura de 159 grados centígrados, el fluido recuperado es aceite ligero de 37 grados API, con un gasto de 5,679.0 barriles de aceite y 9.1 millones de pies cúbicos de gas por día.

Reservas

El bloque Kinbe-Jurásico perteneciente al campo Kab, descubierto por el pozo Kinbe-1, incorpora un volumen original 3P de aceite de 712.2 millones de barriles de aceite y 1,047.9 miles de millones de pies cúbicos de gas. La reservas originales totales 3P son 233.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas probadas y 2P estimadas ascienden a 17.0 y 78.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Piklis-1

Se localiza en aguas territoriales del Golfo de México aproximadamente a 102.5 kilómetros al Este del Puerto de Veracruz, a 142 kilómetros al Noroeste de Coatzacoalcos, figura 4.5. Con respecto a los campos vecinos, se encuentra a 24 kilómetros al Noreste de Lakach y 15 kilómetros al Este de Labay-1. El pozo Piklis-1, descubrió cinco yacimientos de gas húmedo en areniscas, dos en Mioceno Superior y tres en Mioceno Inferior.



Figura 4.5 El pozo Piklis-1 se localiza en las Cuencas del Sureste, en un tirante de agua de 1,945 metros, y a 142 kilómetros al Noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz.

Geología estructural

El campo se ubica en la porción Sur de la provincia geológica Cordilleras Mexicanas, muy cerca del área donde converge con la provincia Cinturón Plegado de Catemaco, es una estructura anticlinal con flancos simétricos, es decir, no existe una vergencia preferencial de los esfuerzos y se interpreta como la última y más grande estructura del límite Sur en las Cordilleras Mexicanas, como consecuencia de esta condición, se presenta como una estructura sepultada y con mayor desarrollo de espesores en las unidades del Mioceno Medio, Superior y Plioceno Inferior, las cuales se adelgazan y acuñan contra los flancos, figura 4.6. Los yacimientos del Mioceno Inferior son correlacionables estratigráficamente con los del campo Lakach que presenta mayor grado de deformación y más prolongada que Piklis.

Estratigrafía

La columna estratigráfica del pozo Piklis-1 está constituida por rocas siliclásticas que van desde el Oligoceno Medio hasta el Reciente, depositadas por sistemas turbidíticos en ambientes de cuenca y base de talud.

El Oligoceno Medio está compuesto de lutitas bentoníticas con escasas intercalaciones de areniscas compactas de cuarzo y líticos. El Oligoceno Superior por una alternancia de areniscas compactas de cuarzo, feldespatos y líticos de grano fino a grueso de regular a bien clasificadas, con intercalaciones de lutitas gris claro, y hacia la base, el intervalo está principalmente compuesto por areniscas compactas.

El Mioceno Inferior está integrado por tres paquetes principales. El primero de ellos está formado por lutitas gris verdoso a claro, ligeramente calcáreo en partes arenosa y bentoníticas, con delgadas intercalaciones de areniscas gris claro de cuarzo, feldespatos y líticos. El segundo paquete corresponde a la parte media y en él se ubican los tres principales yacimientos del campo. Está constituido principalmente por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, de grano fino a medio a nivel de yacimiento, las facies de la roca almacén

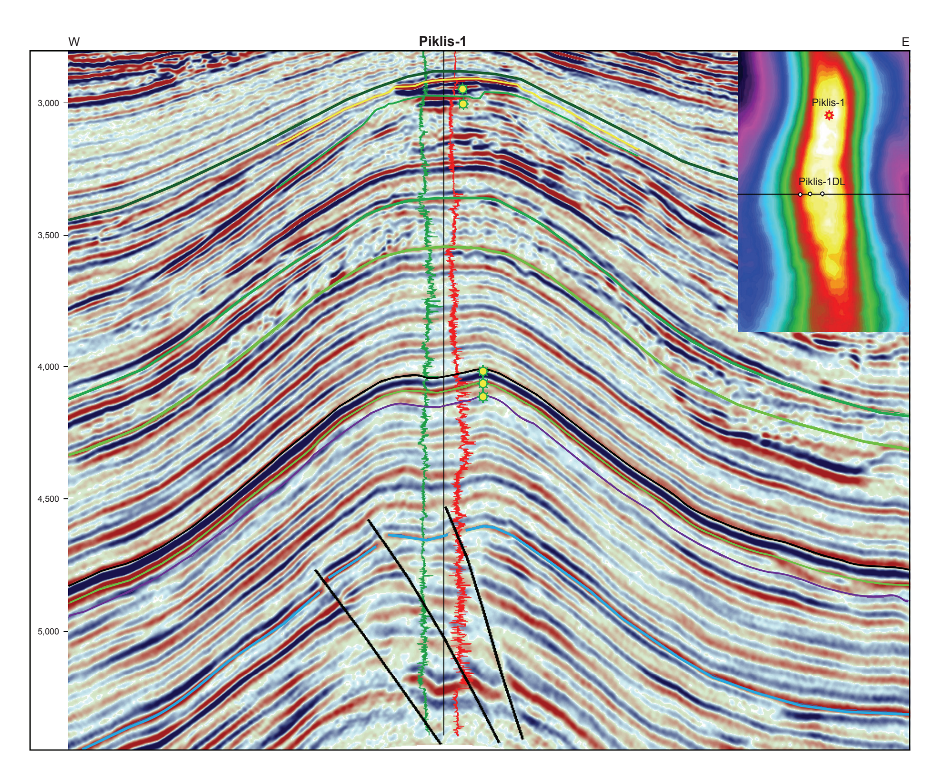


Figura 4.6 Sección sísmica que pasa por el pozo Piklis-1, mostrando las cimas de los yacimientos.

se interpretaron como de canal y desborde distal. El tercer paquete corresponde a la parte superior y se constituye de intercalaciones de areniscas gris claro de cuarzo, de grano fino, moderadamente clasificada, no consolidada, arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10-15 por ciento y cementante calcáreo.

El Mioceno Medio está formado principalmente por lutitas de color gris claro y verdoso, bentoníticas, parcialmente arenosas y calcáreas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio, moderadamente clasificado, no consolidadas, ligeramente arcillosas.

El Mioceno Superior, donde se ubican los dos yacimientos someros del campo, está constituido de intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosas y limolíticas, con arenisca de cuarzo, micas y líticos, gris claro, de grano medio a fino.

En el Plioceno-Reciente, en el intervalo 1,959-2,820 metros, se cortaron 861 metros de sedimentos principalmente arcillosos.

Sello

La roca que funciona como sello en los yacimientos del Mioceno Superior, corresponde a lutitas calcáreas, en partes ligeramente limo-arenosa que alterna con los paquetes de areniscas que constituyen la roca almacén. El sistema de fallas de tipo normal que se presenta en la cresta del yacimiento no afecta la efectividad del sello debido a que son de poca longitud y mínimo desplazamiento, por lo que no dividen al campo en bloques.

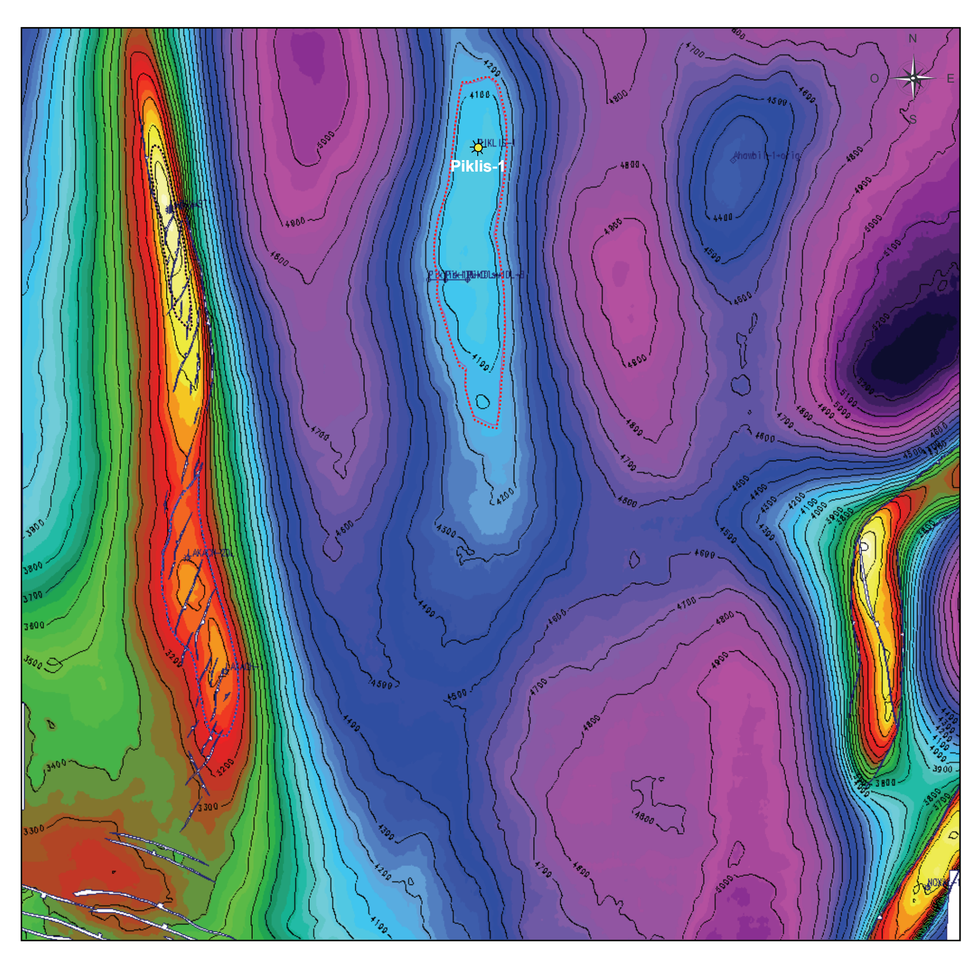


Figura 4.7 Mapa de configuración estructural a la cima de los yacimientos en el Mioceno Inferior.

Trampa

El campo Piklis se ubica dentro de una estructura anticlinal simétrica que se formó como pliegue por despegue con núcleo de arcilla, con 12 kilómetros de largo por 2.8 kilómetros de ancho. A nivel de yacimiento, la estructura tiene cierre en todas direcciones y no presenta fallas. La complejidad en la distribución de la roca almacén y la variación lateral de propiedades petrofísicas asociadas a los sistemas canalizados de aguas profundas hacen que la trampa de los yacimientos del Mioceno Inferior y Superior sea clasificada como combinada, como se observa en la figura 4.7.

Roca almacén

Para los yacimientos del Mioceno Inferior las facies de la roca almacén se interpretaron como de canal y desborde distal y están constituidos principalmente por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, de grano fino a medio, pobre clasificación, moderadamente consolidada, ligeramente arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10 a 20 por ciento, con intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso.

Para los yacimientos del Mioceno Superior, donde se ubican los dos yacimientos someros del campo están formados de intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosa y limolítica, con areniscas de cuarzo, micas y líticos gris claro de grano medio a fino, moderadamente clasificadas, no consolidadas, ligeramente arcillosas, porosidad visual intergranular 10 a 15 por ciento.

Roca generadora

La presencia y madurez de la Roca Generadora se ha determinado a partir de los hidrocarburos recuperados en los pozos productores del área cuyos valores isotópicos indican afinidad principalmente con el Jurásico Superior Tithoniano y algún aporte biogénico.

Yacimiento

El campo cuenta con tres yacimientos de gas húmedo en arenas de edad Mioceno Inferior que en el pozo Piklis-1 fueron cortados en los intervalos 4,186-4,218 metros (MI-1), 4,122-4,184 metros (MI-2) y 4,067-

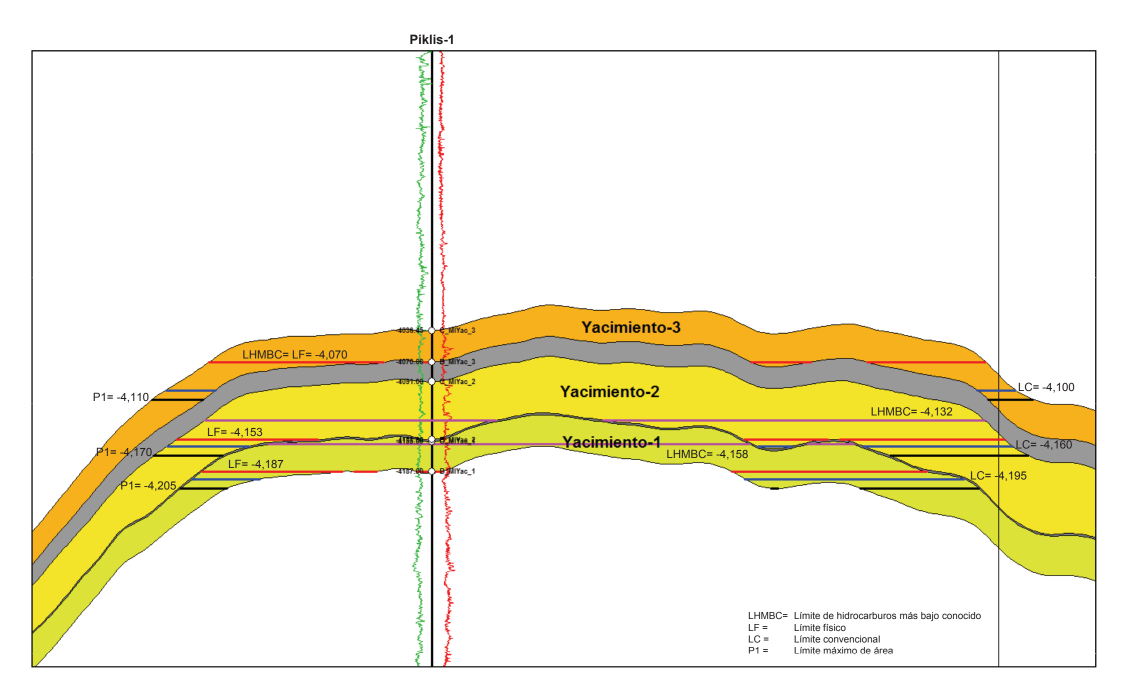


Figura 4.8 Sección estructural y evaluación petrofísica mostrando las propiedades y límites de los yacimientos.

4,101 metros (MI-3); estos fueron evaluados durante la perforación del pozo a partir de la información obtenida con probadores dinámicos de formación (presión de formación y gradientes, identificación y muestras de fluidos, pruebas Mini DST), registros geofísicos especiales, estudios especiales a núcleos convencionales y de pared, con los que se caracterizó el sistema poroso, el contenido de fluidos y se estimó el potencial productivo de la formación.

Adicionalmente, se realizó una prueba de presión-producción en los yacimientos MI-2 y MI-3 para determinar el potencial productivo de la formación y calibrar el método de evaluación con probadores dinámicos. La prueba fue selectiva en tres intervalos simultáneos: 4,075-4,101, 4,123-4,136 y 4,154-4,163 metros, que produjeron un gasto de 18.2 millones de pies cúbicos por día de gas y 90 barriles por día de aceite, por un estrangulador de ½ pulgada. La temperatura en los yacimientos varía de 64 a 67 grados centígrados. En la figura 4.8 muestra los yacimientos anteriormente descritos con sus diferentes límites físicos.

Reservas

El volumen original 3P de gas natural es 1,318.3 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas 3P estimadas son 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, que equivalen a 180.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

4.3 Descubrimientos terrestres

Los descubrimientos en áreas terrestres más relevantes del 2011, se descubrieron en las Cuencas del Sureste dentro de la Región Sur. La incorporación de aceite de estos yacimientos fue de 80.0 millones de barriles y la de gas natural fue de 175.8 miles de millones de pies cúbicos, estos volúmenes en conjunto documentan un valor de 124.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Estas incorporaciones exploratorias fueron realizadas en el Activo Bellota-Jujo perteneciente a la Región Sur.

En las cuencas de Burgos y Veracruz de la Región Norte, donde ha continuado una intensa dinámica de perforación, se logró incorporar 9.0 millones de aceite y 299.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen a 67.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En conjunto las regiones Norte y Sur incorporaron 89.0 millones de barriles de aceite y 475.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representan 191.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P. A continuación se explica el detalle de los descubrimientos más significativos de 2011.

Cuenca de Burgos

Emergente-1

Geológicamente se localiza en la Cuenca de Sabinas, en los límites con la Cuenca de Burgos; geográficamente se ubica a 63 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas; forma parte del proyecto de inversión Múzquiz. Este pozo se encuentra dentro del estudio sismológico 3D Olmos-Sur, y es el primero en México, en evaluar un Play No Convencional (lutitas gasíferas), las cuales tienen antecedentes de producción en Estados Unidos de Norteamérica, figura 4.9.

El objetivo de este pozo fue el de efectuar una prueba tecnológica para probar el concepto de gas de lutitas (shale gas) en rocas arcillosas de la formación Cretácico Eagle Ford de edad Cenomaniano Superior-Turoniano.

Geología estructural

El pozo se encuentra ubicado en una estructura muy sutil, conformada dentro de un homoclinal con buzamiento al Sureste; en la porción Noroeste está limitada por fallas normales con caída al Sureste, figura 4.10.

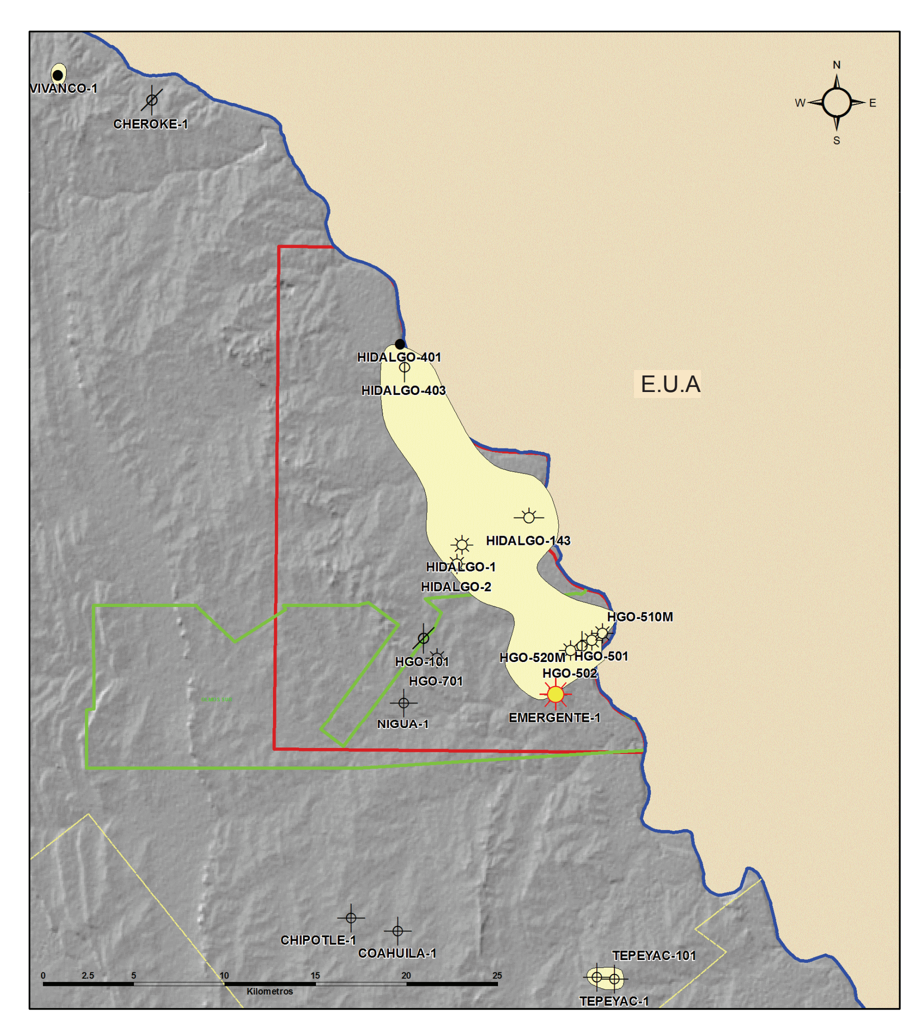


Figura 4.9 Mapa de localización del pozo Emergente-1.

Estratigrafía

La columna geológica que se perforó está constituida por sedimentos que van desde la formación Buda de edad Cretácico, hasta sedimentos de la formación Wilcox del Eoceno, que se encuentra aflorando. El pozo piloto alcanzó una profundidad total de 2,550 metros verticales y el pozo horizontal 4,068 metros desarrollados. En la sección horizontal, el pozo navegó 1,300 metros dentro de la formación Eagle Ford Inferior del Cretácico (edad Turoniano-Cenomaniano), figura 4.11.

Trampa

La trampa es de tipo combinada, con componente estratigráfica y estructural; corresponde en edad al Cretácico Cenomaniano Superior-Turoniano, ubicada dentro de un homoclinal con buzamiento al Sureste.

Roca almacén y generadora

En las lutitas gasíferas, la lutita actúa como roca generadora y a la vez es roca almacén, en el caso particular del pozo Emergente-1 se trata de una lutita calcárea negra, de aspecto carbonoso, microlaminar, con presencia de calcita, foraminíferos planctónicos y abundante pirita, con alternancia de wackestone-packstone con abundantes foraminíferos planctónicos. Una de las características de esta formación es que tiene un alto contenido de materia orgánica (hasta un 6 por ciento), lo que hace a la

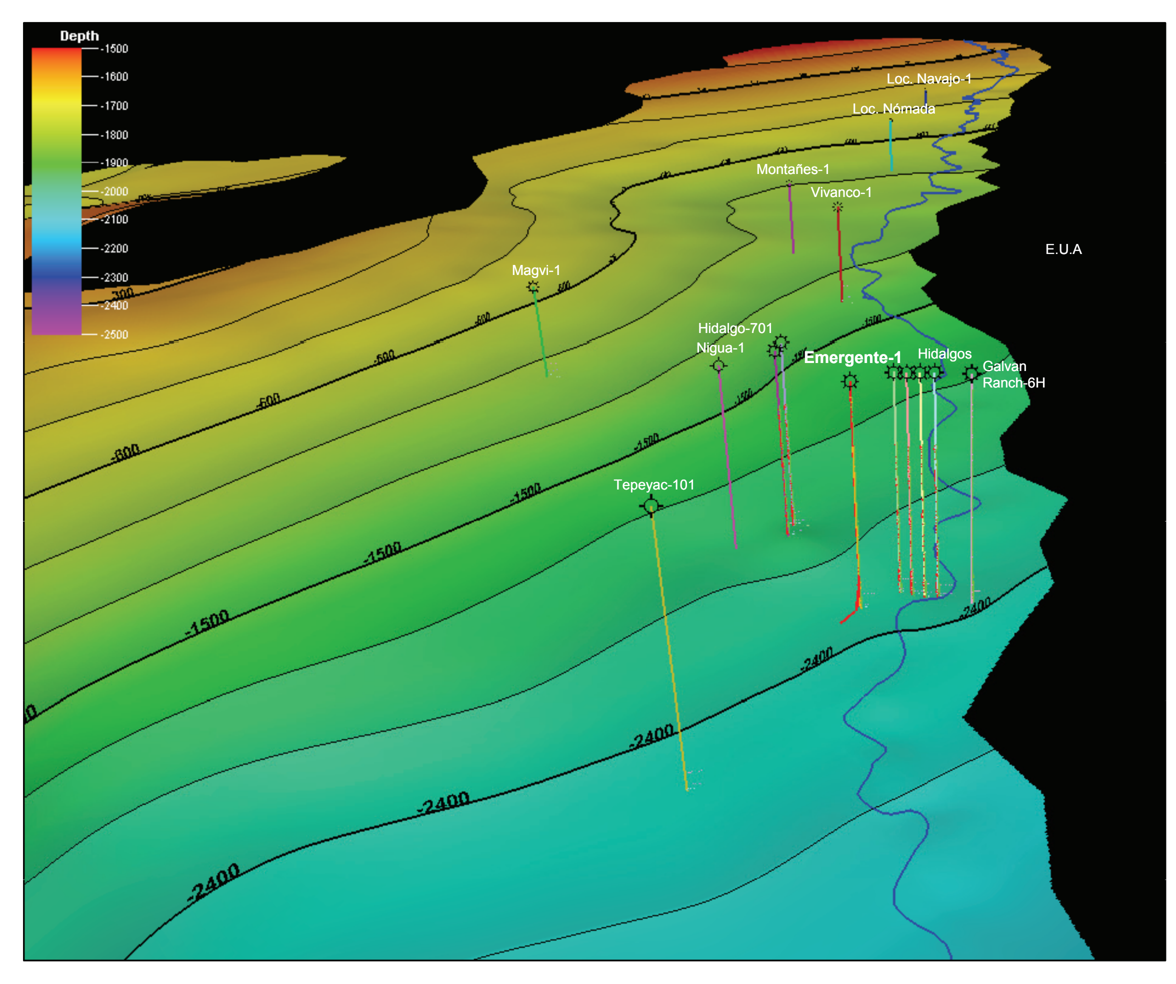


Figura 4.10 Configuración estructural en profundidad del Cretácico Eagle Ford Inferior.

lutita una roca con potencial generador; además, el gas generado se almacena intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas de las lutitas (gas libre) pero un porcentaje de ese gas se encuentra adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita (gas adsorbido). La porosidad de este yacimiento va de 3.5 a 6.4 por ciento y por sus características litológicas y mineralógicas, la permeabilidad es nula o muy baja, por lo que el fracturamiento hidráulico es necesario.

Sello

Este tipo de yacimientos No Convencionales carece de un sello obvio, ya que debido a las bajas permeabilidades presentes en las lutitas gasíferas, estas rocas de grano muy fino pueden contener los fluidos y por tanto actuar también como sello.

Yacimiento

El yacimiento corresponde a la formación Eagle Ford de edad Cretácico, se trata de una lutita calcárea negra, microlaminar, con presencia de calcita, con alternancia de wackestone a packstone y abundantes foraminíferos planctónicos. Este yacimiento tiene la combinación de contenido de materia orgánica, madurez, porosidad y saturación de gas, que lo convierten en atractivo para su explotación. De acuerdo a las tablas de contenido orgánico de la roca generadora la calidad del kerógeno es de “muy bueno” (2.0-4.0 por ciento) a “excelente” (> 4.0 por ciento), presentando valores que van desde 2.43 a

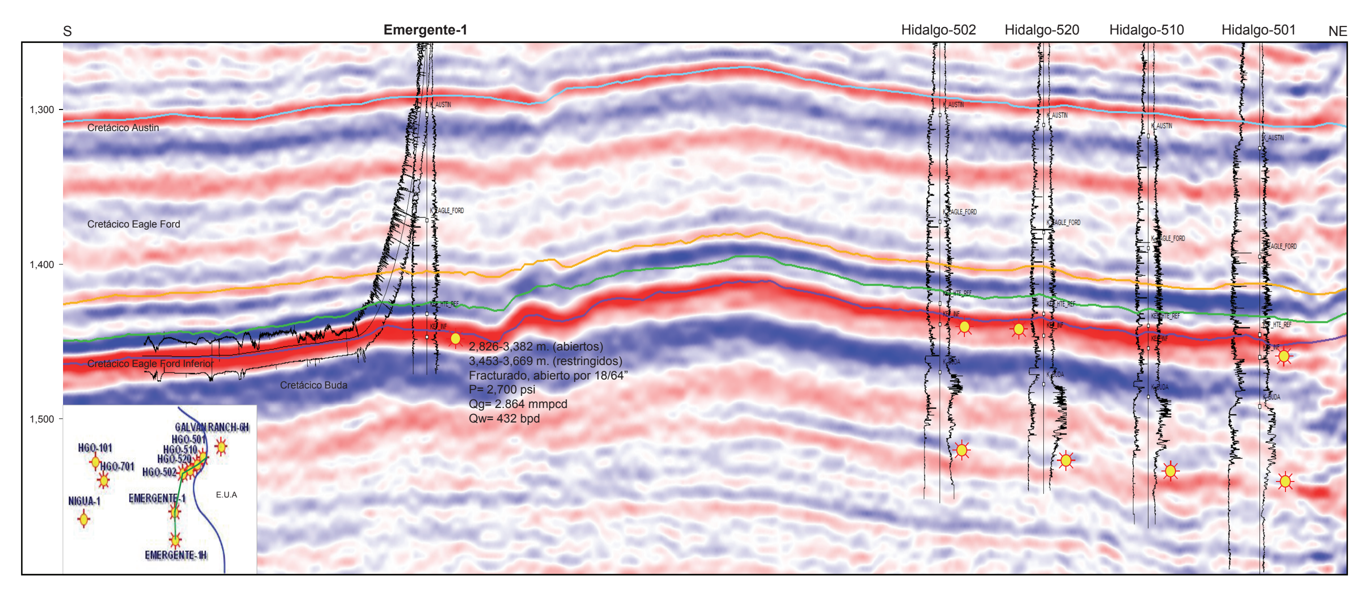


Figura 4.11 Sección sísmica con dirección Sur-Noreste mostrando el pozo Emergente-1 (el pozo piloto y la navegación horizontal), correlacionado con los pozos.

5.95 por ciento; la madurez térmica se encuentra con valores de Ro (reflectancia de la vitrinita) que van de “maduro” (0.5-1.2 por ciento) a “sobremaduro” (>1.2 por ciento) y las porosidades varían de 3.5 a 6.4 por ciento. Cabe mencionar que la metodología para la evaluación petrofísica de este tipo de yacimientos es diferente a la de un yacimiento convencional y se tomó en cuenta el espesor total de la formación Eagle Ford tanto su Miembro Superior como el Inferior, siendo este último el que presenta las mejores características. Este yacimiento se probó con los siguientes resultados: Se realizaron 17 etapas de fractura fluyendo por 18/64 de pulgada con un gasto de 2.9 millones de pies cúbicos por día de gas y 432 barriles por día de agua, con una presión de 2,700 libras por pulgada cuadrada.

Reservas

El pozo cumplió con sus objetivos económico-petroleros al resultar productor de gas seco en el play no convencional Lutitas Gasíferas.

El volumen original 3P de gas natural es de 405 miles de millones de pies cúbicos, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 5.2, 30.4 y 111.8 miles de millones de pies cúbicos de gas respectivamente.

Cuenca de Veracruz

Gasífero-1

Geográficamente se ubica en la parte Sur del estado de Veracruz, dentro del proyecto Llave, a 23.3 kilómetros al Sureste del municipio de Juan Rodríguez Clara, Veracruz., y 2 kilómetros al Sur 59° 07’ Este del pozo Amistad-1, figura 4.12. Geológicamente se encuentra en la Cuenca Terciaria de Veracruz y sísmicamente se localiza sobre la traza 753 de la línea sísmica 204 del estudio sismológico Agua Fría-3D.

El pozo resultó productor de aceite en el objetivo Mioceno Medio (MM1), en el intervalo 2,684-2,690 metros; el yacimiento está constituido por un cuerpo de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de areniscas gruesas y lutitas, que corresponden a un sistema de depósito de facies canalizadas y desbordes proximales a distales. Con base a los análisis sísmicos, geológicos, petrofísicos y pruebas con MDT, fueron definidos dos yacimientos adicionales dentro del Mioceno Medio, en los intervalos 2,617-2,647 me-

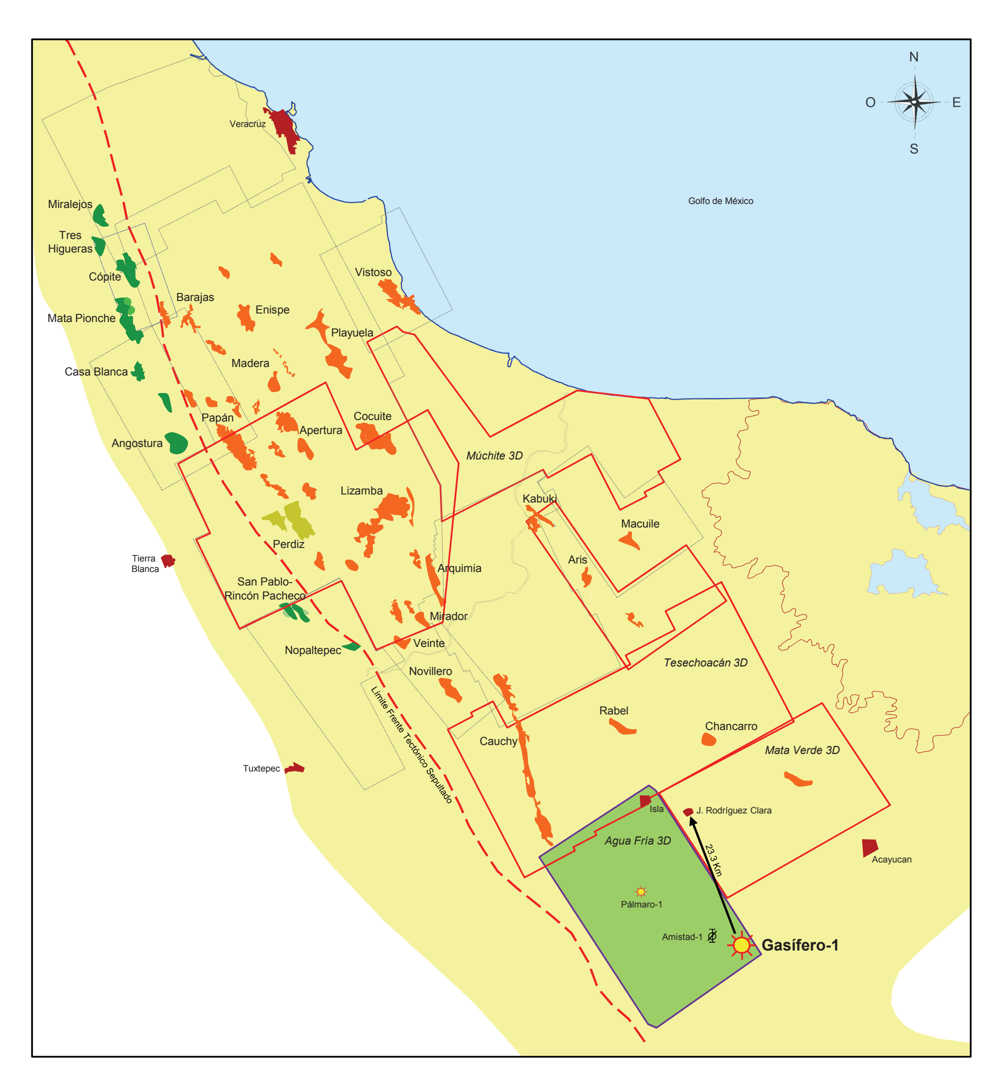


Figura 4.12 Mapa de ubicación del pozo Gasífero-1.

tros (MM2) y 2,491-2,610 metros (MM3) que tiene un espesor neto de 14 metros; así como 2 yacimientos dentro del Mioceno Superior, en los intervalos 2,388-2,426 metros (MS1) y 2,280-2,320 m (MS2).

Geología estructural

El pozo Gasífero-1 se ubica sobre el anticlinal Amistad-Las Cruces, que se encuentra orientado en dirección Noroeste-Sureste; el cual se caracteriza por valores moderados a altos de amplitud sísmica, asociados principalmente a sistemas canalizados y depósitos de abanico de piso de cuenca de aporte múltiple, con una orientación Suroeste-Noreste, figura 4.13.

Estratigrafía

En la Cuenca Terciaria de Veracruz se han identificado 5 unidades productoras, que van desde el Mioceno Inferior al Plioceno Inferior; dentro de éstas se encuentran los yacimientos descubiertos por el pozo Gasífero-1. El yacimiento probado, que corresponde al Mioceno Medio, tiene como límite inferior la discordancia LS_MI_16_38 y como límite superior a una superficie de máxima inundación, la MSI_MM_11_20; el rango de edad establecido para este yacimiento es de 11.2 a 16.4 millones de años.

El ambiente sedimentario para la roca almacén del yacimiento e intervalos adicionales corresponde a

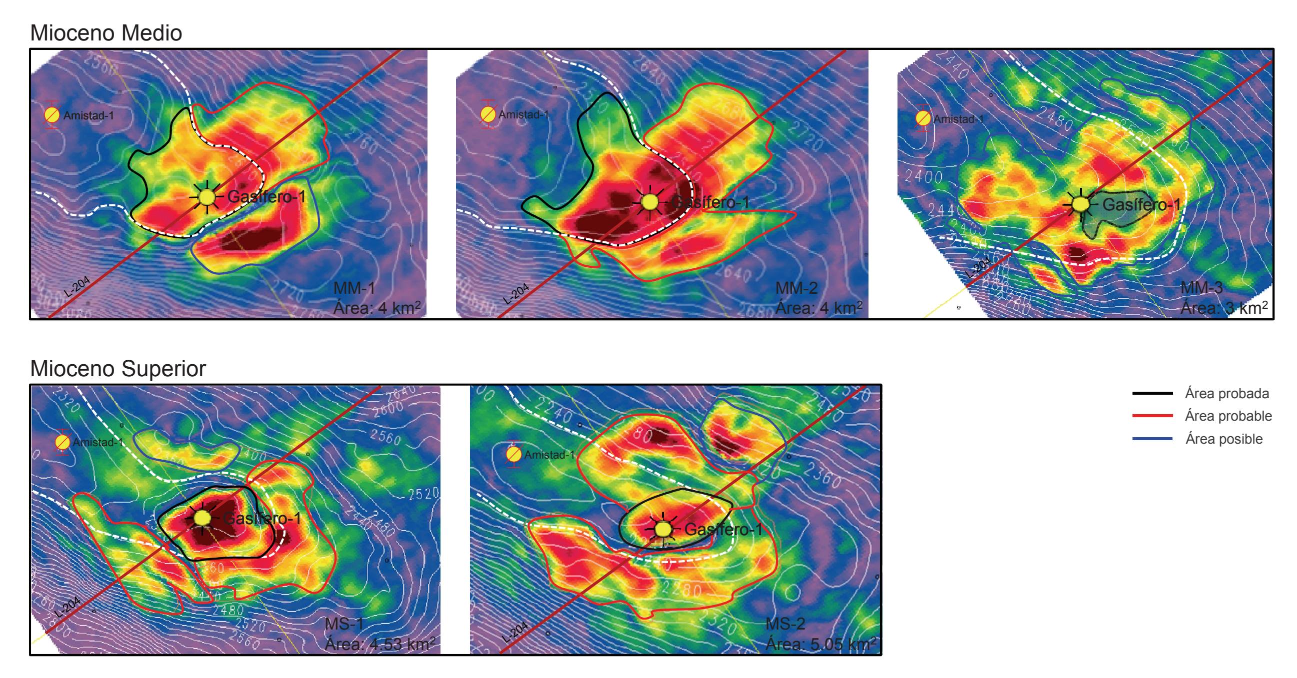


Figura 4.13 Mapas con anomalía de amplitud que ilustran el comportamiento estructural de cada uno de los yacimientos del pozo Gasífero-1.

abanicos submarinos, cuyas facies sedimentarias están representadas por complejo de canales, desbordes proximales a distales asociados de edad Mioceno Medio y Mioceno Superior.

Trampa

El nivel productor y los yacimientos adicionales descubiertos por el pozo Gasífero-1, corresponden a una trampa de tipo combinada, que presenta una fuerte componente estructural debido a que se encuentra ubicada sobre el anticlinal Amistad-Las Cruces, el cual tiene una orientación Noroeste-Sureste, figura 4.14.

Roca almacén

Los análisis realizados a los núcleos de pared del yacimiento así como de los intervalos adicionales, indican que se encuentran constituidos por areniscas masivas de grano fino a medio, con buena clasificación. Presentan intercalaciones de lutitas con laminaciones paralelas y cruzadas, así como presencia de materia orgánica. Dentro del yacimiento probado (MM1), se observa un cuerpo de arenisca masiva de grano creciente hacia la cima, los clastos están subredondeados, con buena clasificación. La porosidad es de tipo intergranular, con valores que van desde 18 a 27 por ciento, mientras que las permeabilidades varían en un rango de 11 a 418 milidarcies. Los intervalos adicionales (MM2, MS1 y MS2) muestran una tendencia grano-decreciente, representativa de un relleno de canal, desbordes proximales y distales.

Roca generadora

El aceite analizado del pozo Gasífero-1 tiene una densidad de 29 grados API con un alto contenido de parafinas (73 por ciento) y un bajo contenido de azufre (0.30 por ciento). El análisis realizado a la cromatografía de gases sugiere una mezcla de aceite biodegradado con aceite ligero o condensado.

Las relaciones de los biomarcadores más simples, como son los isoprenoides llamados pristano (i-C19) y fitano (i-C20) y su relación con las parafinas C17 y C18 respectivamente, indican que este aceite proviene de una roca generadora de ambiente marino reductor, con materia orgánica algácea y kerógeno maduro tipo

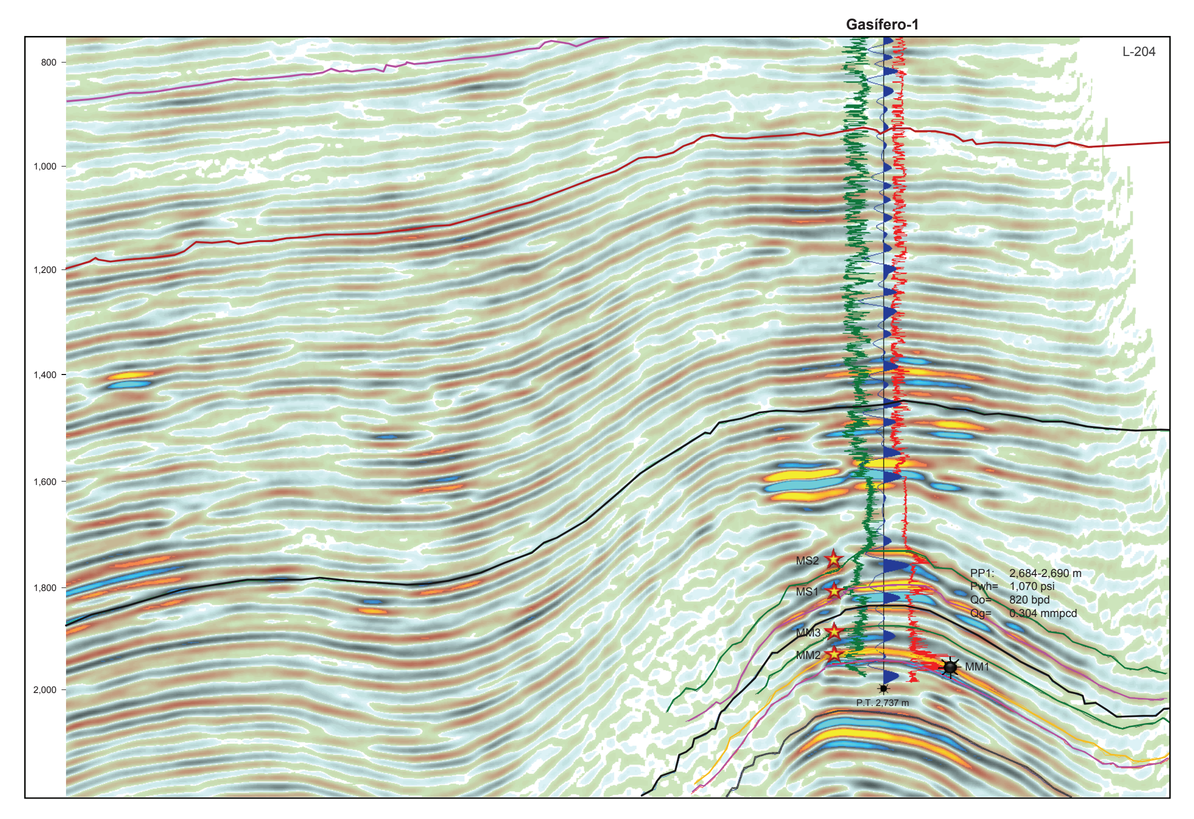


Figura 4.14 Línea sísmica que muestra la trampa para los yacimientos en el pozo Gasífero-1.

II, precursor de aceite. El contenido de isótopos de carbono-13 de los gases indica que son termogénicos, la variabilidad del contenido isotópico del metano-etano-propano indica segregación gravitacional de estos durante su migración, dando perspectivas de encontrar la fuente de los hidrocarburos termogénicos a mayor profundidad.

Roca sello

La información obtenida a partir de la columna estratigráfica de la cuenca, así como de los datos de registros geofísicos que muestran la existencia de espesores considerables de rocas arcillosas (20 a 400 metros) dentro de los sedimentos de edad Mioceno, inducen a postular que dichos espesores de lutitas funcionan como sellos regional y local, mientras que los datos de presión de poro y gradientes de fractura indican la efectividad del sello mecánico, en las trampas que contienen los hidrocarburos de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Yacimiento

El análisis petrofísico realizado a los registros geofísicos y a los núcleos de pared cortados en el pozo, complementado con los datos del multiprobador de formaciones (MDT) y los analizadores ópticos de fluidos (LFA-IFA) tomados en el pozo Gasífero-1, permitieron definir 4 niveles con alto potencial de producir gas y 1 capaz de producir aceite, de los cuales sólo se probó el yacimiento de aceite MM1 en el intervalo 2,684-2,690 metros, en el cual se evaluó un espesor neto impregnado de 15 metros para toda la arena de este yacimiento. La porosidad calculada fue de 17 por ciento, una permeabilidad de 125 milidarcies, saturación de agua de 31 por ciento y un volumen de arcilla de 32 por ciento, figura 4.15.

El pozo resultó productor de aceite y gas con los siguientes datos; PP1: 2,684-2,690 metros bajo mesa rotaria, estrangulador de ¼ de pulgada, presión en superficie 1,070 libras por pulgada cuadrada, gasto

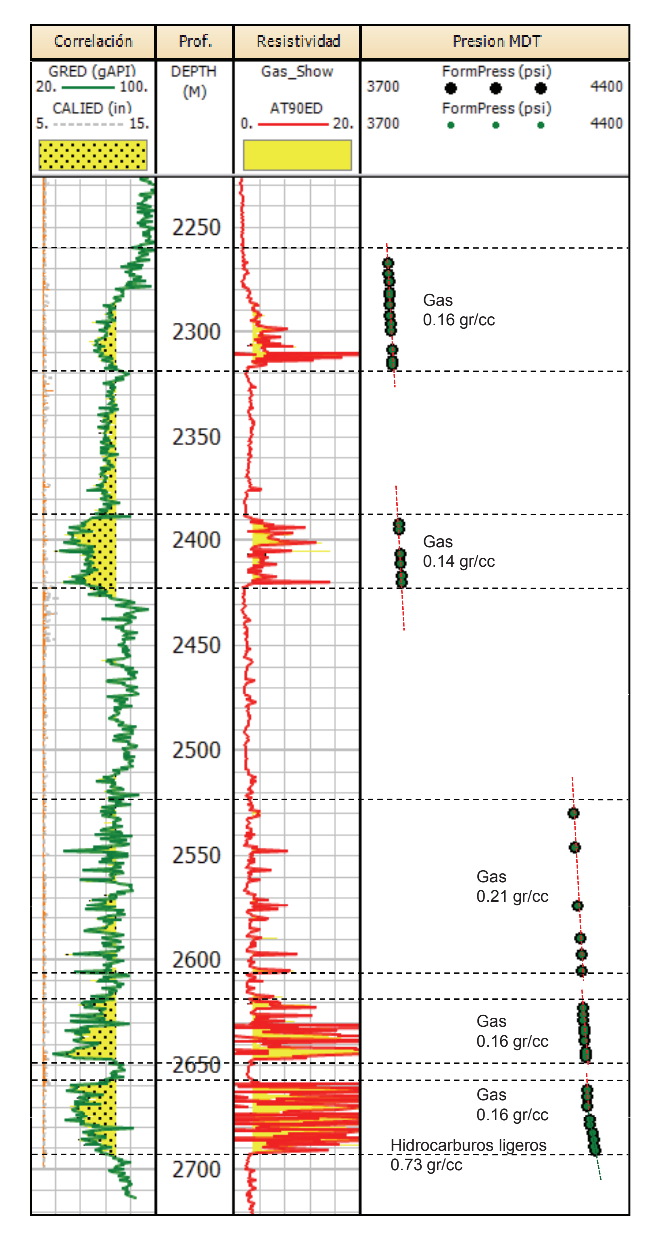


Figura 4.15 Datos del multiprobador de formaciones (MDT) tomados en el pozo Gasífero-1.

de aceite 820.0 barriles por día y gasto de gas 0.3 millones de pies cúbicos por día.

Reservas

Con la evaluación del modelo geológico integral, se establecieron los parámetros necesarios para determinar las reservas de hidrocarburos a incorporar por el pozo Gasífero-1 en las diferentes categorías. Las reservas de gas 1P, 2P y 3P alcanzaron 26.8, 95.7 y 113.8 miles de millones de pies cúbicos respectivamente, mientras que las de aceite fueron 3.4, 6.3 y 8.9 millones de barriles respectivamente.

La reservas 1P, 2P y 3P incorporadas por el pozo Gasífero-1 totalizan 8.5, 24.7 y 30.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Cuencas del Sureste

Pareto-1

Se localiza geológicamente en las Cuencas Terciarias del Sureste, geográficamente está ubicado en el área productora Chiapas-Tabasco, a 10.4 kilómetros al Noroeste de Comalcalco, Tabasco y 8.2 kilómetros al Norte del pozo Bricol-2DL, figura 4.16.

Geología estructural

Regionalmente son estructuras anticlinales orientadas Noroeste-Sureste limitado en sus flancos por fallas inversas y normales nucleadas por domos de sal, figura 4.17. Son el resultado de las tectónicas evolutivas superpuestas, evidenciadas por movimientos de sal, compresión y extensión, que ocurrieron durante el depósito de la cubierta sedimentaria.

Estratigrafía

La columna geológica explorada del campo Pareto, comprende rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano al Plioceno-Pleistoceno. El Mesozoico incluye el Jurásico Superior Kimmeridgiano, consistente de una secuencia de packstone-grainstone recristalizados de plataforma; para el Tithoniano se tiene la presencia de calizas arcillosas de plataforma externa-talud; finalmente, el Cretácico Inferior y Superior está constituido por calizas recristalizadas depositadas en facies de cuenca. El Cretácico es discordante debido a que se condensan los estratos del Cretácico Medio y Cretácico Superior, como se puede observar en la figura 4.18.

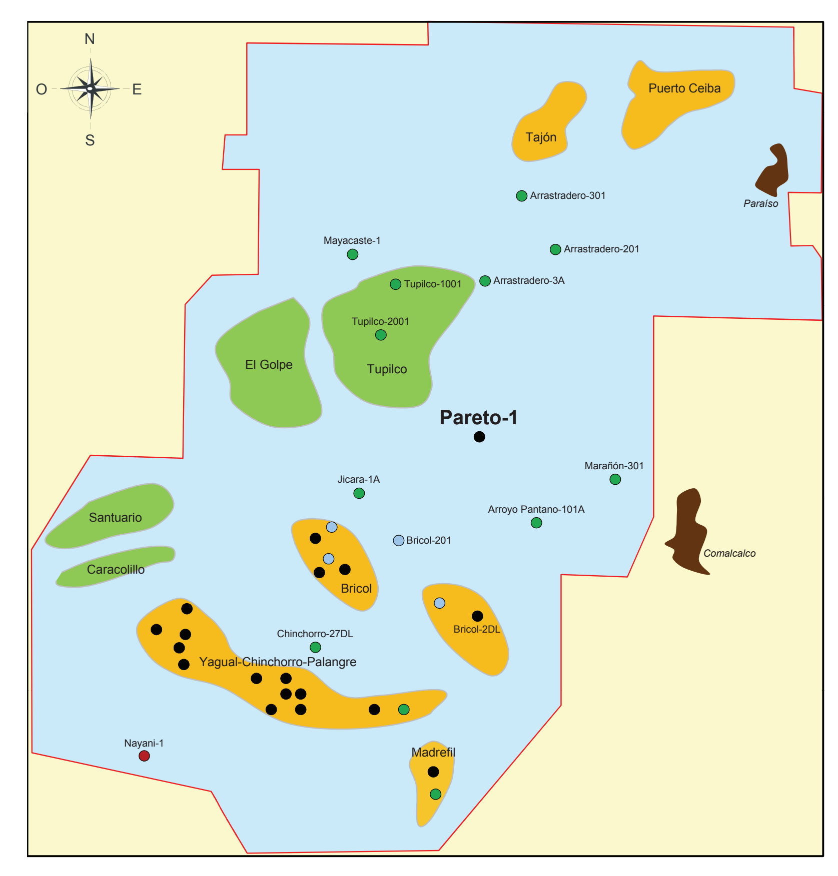


Figura 4.16 Mapa de localización del campo Pareto.

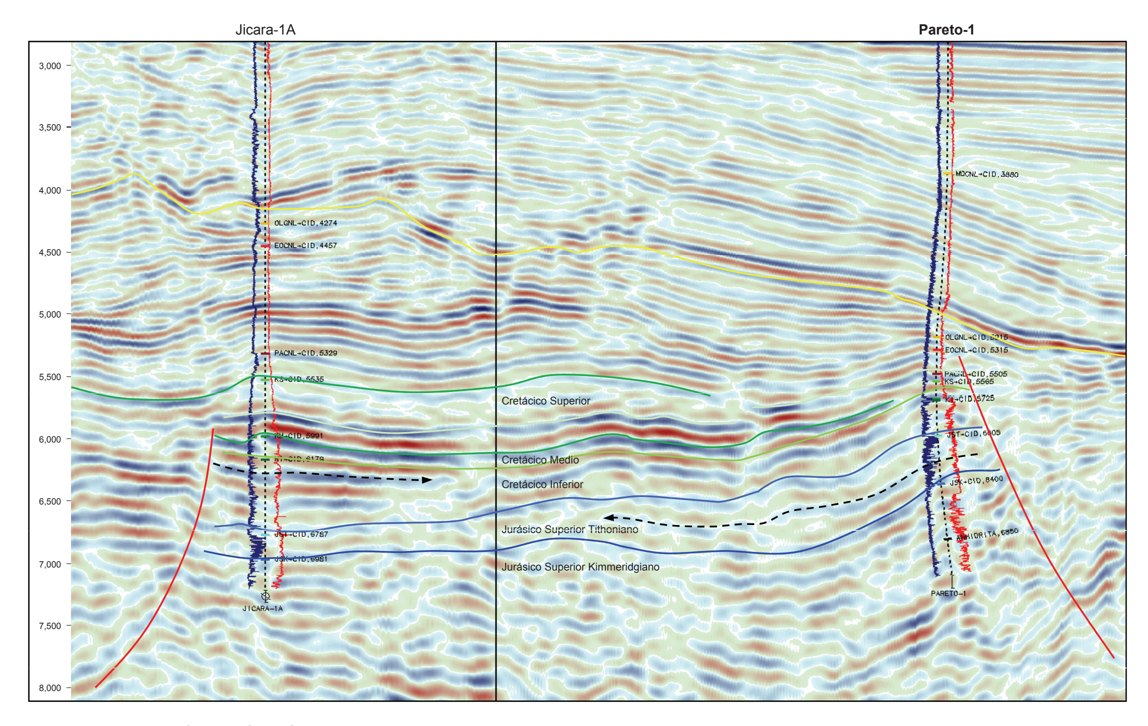


Figura 4.17 Sección sísmica entre los pozos Jicara-1A y Pareto-1, mostrando la estructura de los yacimientos del Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

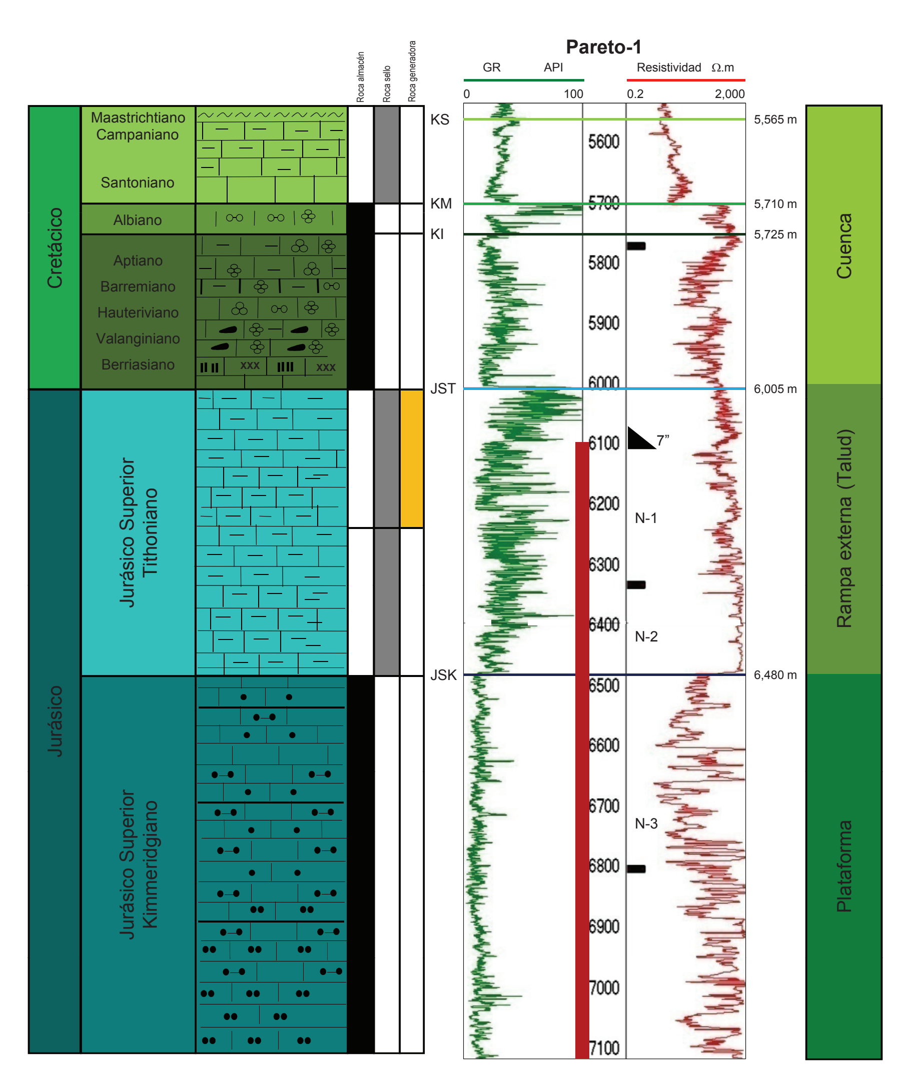


Figura 4.18 Columna geológica del campo Pareto.

Trampa

La trampa presente en el campo Pareto es un anticlinal asimétrico orientado en dirección Noroeste-Sureste, limitado en la porción Noreste por una falla normal con caída al Norte y el flanco Suroeste se encuentra parcialmente limitado por un domo de sal afectado por fallas radiales que interrumpen su continuidad, sus dimensiones aproximadas son 5 kilómetros de largo por 5 kilómetros de ancho y cubre una superficie aproximada de 25 kilómetros cuadrados. Presenta un cierre estructural de 700 metros, que corresponde al punto de fuga o de derrame de los hidrocarburos, el cual se estableció a 7,000 metros, figura 4.19.

Roca almacén

La roca almacén del Jurásico Superior Kimmeridgiano consiste de packstone-grainstone recristalizado, parcialmente dolomitizado, fracturado, depositado en ambiente de plataforma en facies de rampa interna y media. El Cretácico Inferior, es mudstone recristalizado fracturado, depositado en facies de cuenca.

La porosidad detectada es principalmente de tipo secundaria, intercristalina, por fracturas, microfracturas, microestilolitas, vúgulos y móldica.

El espesor penetrado de las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano es de 665 metros; sin embargo,

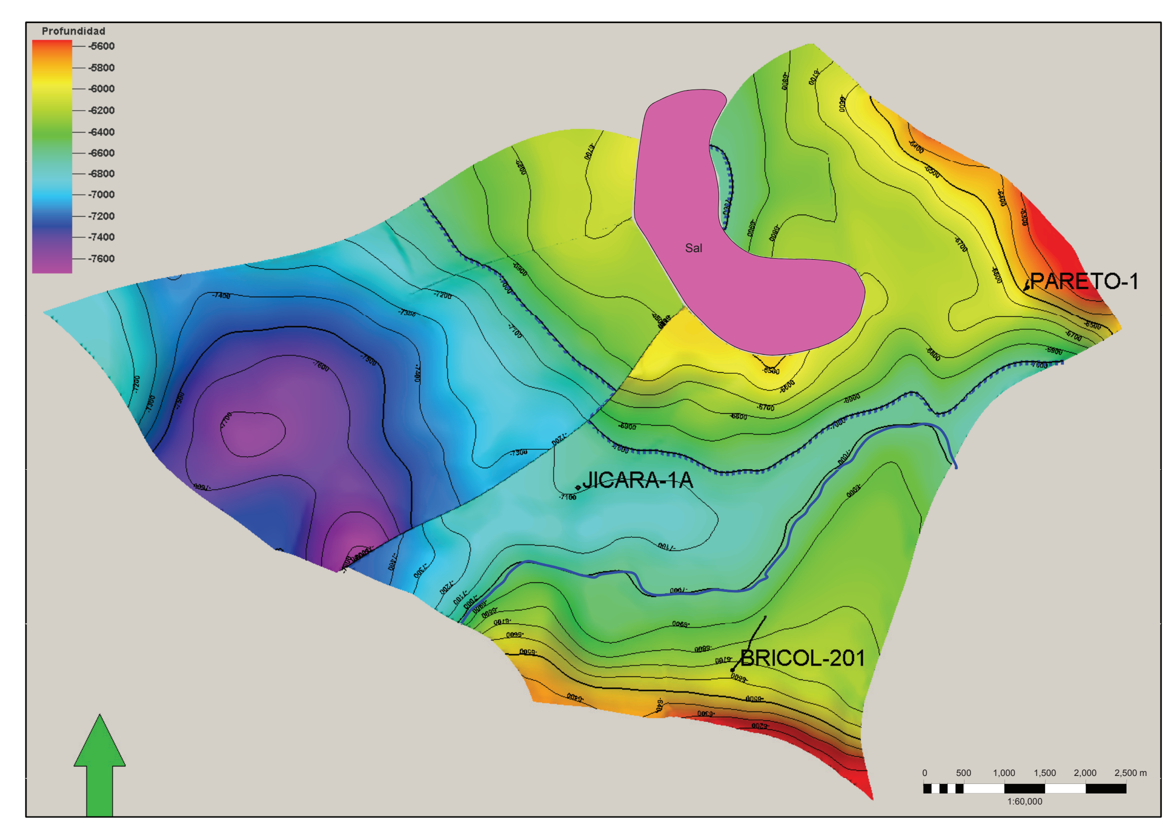


Figura 4.19 Configuración estructural del campo Pareto a la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano, mostrando los límites laterales, al Noreste la falla normal y al Suroeste el punto de fuga.

en otros campos como Bellota Norte, ubicado al Sur de Pareto, se han penetrado más de 800 metros de estas rocas.

El espesor atravesado de Cretácico Medio Inferior en Pareto-1 es de 470 metros, en tanto que en el pozo Jicara-1, al Suroeste de Pareto cortó un espesor de 840 metros.

Roca generadora

La información geoquímica existente en el área, definió que la roca generadora del campo Pareto son las calizas arcillosas con alto contenido de materia orgánica del Jurásico Superior Tithoniano.

Sello

La roca sello para el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano, son las calizas arcillo-carbonatadas del Jurásico Superior Tithoniano, en tanto que para el Cretácico Medio Inferior son las margas del Cretácico Superior y las lutitas estratificadas del Paleógeno.

Yacimiento

El yacimiento del campo Pareto es de aceite ligero de 43 grados API, con una densidad de 0.815 gramos por centímetro cubico, presión estática de 16,011.7 libras por pulgada cuadrada. La producción inicial fue de 3,703 barriles por día de aceite y 8.0 millones de pies cúbicos de gas, la relación gas-aceite de 387 metro cubico por metro cubico, con una presión en el yacimiento de 13,082.4 libras por pulgada cuadrada, por un estrangulador de 3/8 de pulgada.

Reservas

Las reservas 3P evaluadas de acuerdo al modelo establecido en el campo Pareto ascienden a 111.7

millones de barriles de petróleo crudo equivalente; mientras que por categoría de reservas, los valores alcanzados para la probada, probable y posible son 29.3, 42.2 y 40.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

4.4 Trayectoria histórica de los descubrimientos

En el cuadro 4.4 se presentan los volúmenes de reservas descubiertos en el periodo 2008 a 2011 por cuenca, para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Estas magnitudes corresponden a los volúmenes descubiertos en cada uno de estos años, y se reportan al primero de enero del año siguiente.

La incorporación de reservas nuevas es fruto del esfuerzo que Pemex Exploración y Producción realiza año con año en sus proyectos, las componentes de estos proyectos son la evaluación del potencial, la incorporación de reservas nuevas y la delimitación de lo descubierto. La participación de cada uno de estos componentes es estratégico para el resultado final de todos los años, el éxito exploratorio. Nuevamente, las Cuencas del Sureste fueron las del mayor aporte de volúmenes nuevos, en estas cuencas destacan los yacimientos de las regiones marinas conocidas como la Brecha, Jurásico y Terciario que son las rocas almacenadoras con mayores acumulaciones en explotación y por desarrollar.

La incorporación de reservas por actividad exploratoria muestra un incremento constante de 2008 a 2011. Dando un promedio aritmético para el periodo igual a 1,538.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por año. Esto como consecuencia de la

Cuadro 4.4 Volúmenes de reservas descubiertas en el periodo 2008-2011.

		1P			2P			3P		
Año	Cuenca	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Total mmbpce	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Total mmbpce	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Total mmbpce
2008	**Total**	**244.8**	**592.0**	**363.8**	**681.5**	**1,134.8**	**912.4**	**1,095.6**	**1,912.8**	**1,482.1**
	Burgos	0.0	40.7	7.4	0.0	57.8	10.5	0.0	267.1	48.9
	Sureste	244.8	440.8	335.2	681.5	798.2	848.3	1,095.6	1,331.9	1,372.9
	Veracruz	0.0	110.6	21.3	0.0	278.9	53.6	0.0	313.8	60.3
2009	**Total**	**276.4**	**566.2**	**388.9**	**617.7**	**1,277.9**	**879.2**	**1,008.1**	**3,733.0**	**1,773.9**
	Burgos	0.0	58.6	12.3	0.0	115.5	24.4	0.0	226.3	48.1
	Sabinas	0.0	49.0	9.4	0.0	59.0	11.3	0.0	72.5	13.9
	Sureste	276.4	451.4	365.8	617.7	1,096.2	842.0	1,008.1	3,427.0	1,710.5
	Veracruz	0.0	7.2	1.4	0.0	7.2	1.4	0.0	7.2	1.4
2010	**Total**	**136.6**	**455.7**	**230.8**	**352.8**	**903.8**	**543.0**	**877.8**	**2,724.0**	**1,437.8**
	Burgos	0.0	20.2	4.3	0.0	40.3	8.4	0.0	78.0	16.4
	Sabinas	0.0	6.2	1.2	0.0	10.4	2.0	0.0	19.1	3.7
	Sureste	136.6	374.8	215.1	352.8	779.2	518.7	866.8	2482.6	1380.2
	Tampico-Misantla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	11.0
	Veracruz	0.0	54.5	10.2	0.0	73.9	13.8	0.0	142.1	26.6
2011	**Total**	**116.3**	**165.4**	**153.1**	**301.5**	**443.6**	**398.8**	**1,011.0**	**2,134.2**	**1,461.1**
	Burgos	0.0	18.9	3.9	0.0	31.3	6.5	0.0	47.7	10.1
	Sabinas	0.0	5.2	1.0	0.0	30.4	5.9	0.0	111.8	21.5
	Sureste	113.0	88.4	134.6	295.2	260.0	356.7	1,002.0	1,834.7	1,393.6
	Veracruz	3.4	52.8	13.5	6.3	121.8	29.7	9.0	139.9	35.9

intensa actividad exploratoria que ha mantenido por quinto año consecutivo la incorporación de reservas por arriba de los 1,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, producto de las inversiones realizadas desde 2004. El valor más sobresaliente en este periodo sigue siendo el volumen descubierto en 2009.

Las incorporaciones más importantes de 2011 se lograron en las Cuencas del Sureste, con 1,393.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 3P, es decir aportaron el 95.4 por ciento del total nacional.



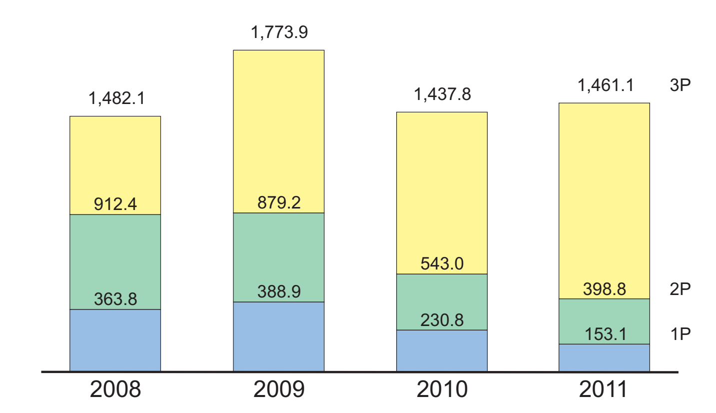


Figura 4.20 Trayectoria de la incorporación de reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente.

Por tipo de fluido de los yacimientos, la comparación entre la incorporación del año 2010 con respecto a 2011 refleja un incremento del 13.2 por ciento de la fase aceite al pasar de 877.8 a 1,011.0 millones de barriles. El crudo descubierto en 2011 está compuesto de la siguiente manera: 68.9 por ciento de aceite pesado, 22.5 por ciento de aceite ligero y 8.6 por ciento de aceite superligero. Este último permitirá en el corto plazo mejorar la mezcla del crudo mexicano de exportación.

En cuanto a reservas de gas natural en nuestro país, en el año 2011, los logros continuaron siendo muy importantes derivado principalmente de los resultados en las Cuencas del Sureste y en menor proporción de la Región Norte. En este año las reservas 3P de gas natural alcanzaron cifras de 2,134.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. En los años de 2010 y 2011 la contribución de reservas 3P de gas natural de las Cuencas del Sureste ha sido de 91.1 y 86.0 por ciento del total nacional.

Las reservas 3P de gas natural asociado incorporado asciende a 614.7 miles de millones de pies cúbicos, representan el 40.5 por ciento del gas natural en el país. El incremento con respecto a 2010, fue de 202.8 miles de millones de pies cúbicos, equivalente al 33 por ciento, lo que resulta de la estrategia de incrementar la incorporación de descubrimientos de yacimientos de aceite. Las reservas de gas natural no asociado incorporadas alcanzaron 1,519.5 miles de millones de pies cúbicos que representó 71.2 por ciento del gas natural incorporado en el año 2010, destacando los descubrimientos de los campos Nen y Piklis en las Cuencas del Sureste. Las cuencas de Burgos, Sabinas y Veracruz en conjunto aportaron 299.4 miles de millones de pies cúbicos de gas.

La figura 4.20 muestra la trayectoria de la incorporación de reservas descubiertas durante el periodo 2008 a 2011. Se aprecia el incremento sostenido de los volúmenes descubiertos, producto de la intensa actividad exploratoria por parte de Petróleos Mexicanos.

Distribución de las reservas de hidrocarburos

5

En este capítulo se presentan las variaciones de las reservas ocurridas durante el año 2011 en las categorías probada, probable y posible, en un contexto regional y a nivel activo. Lo anterior tiene como objetivo fundamentar las reservas remanentes al presente año, las cuales son afectadas por las adiciones, revisiones, desarrollo y evidentemente por la producción registrada a lo largo del año 2011.

Cuadro 5.1 Esquema organizacional anterior y actual en Pemex Exploración y Producción.

Región	2008	2011
Marina Noreste		
	Cantarell	Cantarell
	Ku-Maloob-Zaap	Ku-Maloob-Zaap
Marina Suroeste		
	Abkatún-Pol-Chuc	Abkatún-Pol-Chuc
	Holok-Temoa Litoral de Tabasco	Litoral de Tabasco
Norte		
	Burgos	Burgos
	Aceite Terciario del Golfo	Aceite Terciario del Golfo
	Poza Rica-Altamira	Poza Rica-Altamira
	Veracruz	Veracruz
Sur		
	Bellota-Jujo	Bellota-Jujo
	Cinco Presidentes	Cinco Presidentes
	Macuspana Muspac	Macuspana-Muspac
	Samaria-Luna	Samaria-Luna

En particular, las adiciones engloban los descubrimientos y las delimitaciones, las cuales son consecuencia de la actividad exploratoria. Por tanto, la variación de reservas puede resultar en incrementos o reducciones a la misma. Por su parte, el concepto de desarrollos está ligado a las variaciones en las reservas que tienen lugar por la perforación y terminación de pozos de desarrollo, por lo que pueden presentarse ajustes al alza o la baja en los volúmenes remanentes correspondientes. En cuanto al rubro de revisiones, las diferencias se atribuyen al análisis del comportamiento presión-producción de los campos tomando como referencia su historia productiva o las actualizaciones realizadas a los modelos estáticos de yacimientos debido a la disponibilidad de información nueva. Por último, las producciones anuales de aceite y gas natural son elementos que inciden de manera directa sobre las estimaciones de las reservas probadas, ya que se consideran los volúmenes propiamente explotados.

Como en años anteriores, el total de los volúmenes de reservas presentadas en este capítulo se han estimado en base a las definiciones aceptadas por la industria. De esta forma, las estimaciones de reservas probadas se basan en los lineamientos establecidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos de Norteamérica. Para el caso de las reservas probables y posibles, las definiciones empleadas para su evaluación corresponden a las establecidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y el *World Petroleum Council* (WPC).

De esta manera, se presentan las variaciones en los volúmenes originales y en las reservas de hidrocarburos para sus diferentes categorías, en un contexto regional y a nivel activo, de acuerdo a la nueva distribución organizacional que Pemex Exploración y Producción estableció durante 2011, cuadro 5.1. Las variaciones se desglosan en aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente, para el caso del aceite, éste se clasifica como pesado, ligero y superligero. Además, el gas natural se desglosa en gas asociado

y no asociado. Aún cuando en el capítulo anterior se documentaron las actividades exploratorias, en el presente es necesario retomarlas porque se involucran en el balance a partir del cual se determina finalmente la variación de la reservas, entre el 1 de enero de 2011 y el 1 de enero del presente año.

5.1 Región Marina Noreste

Esta región se ubica en el Suroeste de la República Mexicana, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La figura 5.1 muestra la localización geográfica de la región.

La Región Marina Noreste se constituye por los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde las etapas de incorporación y reclasificación, hasta la de producción y abandono de los campos.

Uno de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos es la incorporación de reservas de hidrocarburos con las cuales se reponen los volúmenes de los yacimientos que se encuentran en producción. La actividad exploratoria durante 2011 resulto exitosa al incorporarse el yacimiento Calcarenitas del Eoceno Medio en el campo Sihil, además de la inclusión de volúmenes adicionales por revisión en campos ya existentes. Adicionalmente durante 2011, el Activo Ku-Maloob-Zaap se mantuvo como el primer productor de crudo a nivel nacional.



Figura 5.1 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

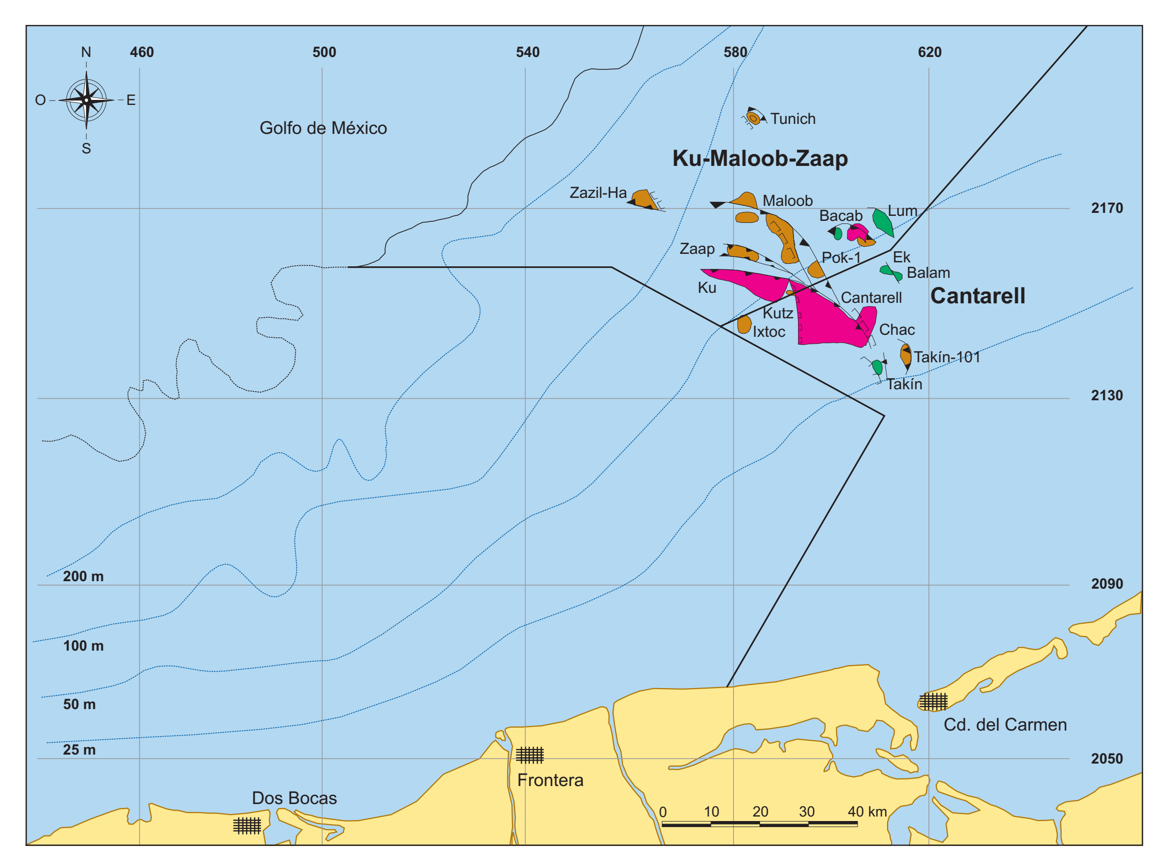


Figura 5.2 Ubicación geográfica de los activos de la Región Marina Noreste.

A la fecha de evaluación, la región administra 28 campos con reservas remanentes, siendo 13 los que mostraron producción a lo largo del año 2011, de ellos 9 en el Activo Cantarell y 4 del Activo Ku-Maloob-Zaap, la producción anual de la región durante 2011 fue de 490.1 millones de barriles de aceite y 513.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos datos significan el 52.7 y 21.3 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2012 son Kambesah y/Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Lum, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap. La figura 5.2 muestra los nombres de los activos que conforman la Región Marina Noreste.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2011, fue de 1,342.7 miles de barriles de aceite y 1,405.6 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo el campo Ku del complejo Ku-Maloob-Zaap, el que se ubicó como el más importante del país, al aportar 310.7 mil barriles de aceite diarios y 171.5 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, lo anterior se logró por las acciones emprendidas para mantener su factor de recuperación. Asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap, continúa incrementando gradualmente su producción, como consecuencia del desarrollo en los campos Maloob y Zaap y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento mediante inyección de nitrógeno. De acuerdo a lo anterior, se prevé que tal y como sucedió en 2011, la Región Marina Noreste continuará siendo la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

5.1.1 Evolución de los volúmenes originales

Las variaciones en volúmenes originales de aceite crudo y gas natural en los últimos tres años, para la

Región Marina Noreste, en sus diferentes categorías, se muestran en el cuadro 5.2.

Al 1 de enero de 2012, el volumen original probado de aceite de la región corresponde a 62,203.2 millones de barriles, correspondiendo al 39.5 por ciento del volumen nacional en dicha categoría, lo que se traduce en un incremento derivado del desarrollo de los campos de la región y la actividad exploratoria. A nivel regional, el Activo Cantarell contiene la mayor parte del volumen 37,421.8 millones de barriles de aceite, lo que significa 60.2 por ciento del total de la región. Esto implica in incremento con relación al año anterior como resultado del desarrollo y revisiones realizadas en los campo del activo. Por lo que toca al Activo Ku-Maloob-Zaap, cuenta con 24,781.4 millones de barriles de aceite, que representan 39.8 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento con respecto a 2011, fundamentalmente por el desarrollo de los campos Ku y Maloob y actualización de su modelo geológico-petrofísico. Con respecto al volumen original probable de aceite éste alcanzó 5,739.8 millones de barriles, que representan 11.3 por ciento del total nacional, en esta categoría, lo que significa un aumento con respecto al año anterior. El Activo Ku-Maloob-Zaap posee 5,277.7 millones de barriles, equivalentes a 91.9 por ciento de la región; el Activo Cantarell reporta 462.1 millones de barriles, equivalente al 8.1 por ciento de la región. En cuanto al volumen original posible de aceite, éste presentó un aumento con respecto a 2011, ubicándose en 8,826.2 millones de barriles, que equivalen a 18.6 por ciento del volumen nacional, resultado de la revisión del modelo geológico-petrofísico en el campo Kayab y la incorporación del yacimiento Calcarenitas del Eoceno Medio en Sihil. El Activo Cantarell contiene 153.5 millones de barriles en sus campos y el Activo Ku-Maloob-Zaap concentra 8,672.6 millones de barriles de crudo.

Con relación al volumen original probado de gas natural, la Región Marina Noreste registró 25,603.5 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2012, el valor corresponde con el 13.3 por ciento del total nacional, con respecto a lo reportado a enero de 2011, se tiene un incremento, como principalmente por el desarrollo en los campos Ku y Maloob y la actualización de su modelo geológico-petrofísico. Es el Activo Cantarell el que contribuye con 17,629.6 miles de millones de pies cúbicos que se manifiestan como el 68.9 por ciento del volumen regional, mientras que la aportación del Activo Ku-Maloob-Zaap es 7,973.9 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 31.1 por ciento de la región.

Cuadro 5.2 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	**Total**	**69,808.2**	**26,713.9**
	Probado	58,496.2	24,488.2
	Probable	5,580.0	1,027.1
	Posible	5,732.0	1,198.6
2011	**Total**	**73,483.2**	**27,462.5**
	Probado	60,014.7	24,847.9
	Probable	5,556.2	1,036.2
	Posible	7,912.3	1,578.4
2012	**Total**	**76,769.1**	**27,939.4**
	Probado	62,203.2	25,603.5
	Probable	5,739.8	973.1
	Posible	8,826.2	1,362.8

En la categoría de reserva probable, el volumen original de gas natural a nivel regional, asciende a 973.1 miles de millones de pies, observándose una reducción respecto a lo reportado en 2011. Del volumen regional mayor parte, 88.8 por ciento, pertenece al Activo Ku-Maloob-Zaap y el 11.2 por ciento restante al Activo Cantarell. Mientras que el volumen original posible de gas natural, muestra un decremento con respecto al periodo anterior, siendo del 1,362.8 miles de millones de pies cúbicos de gas al 1 de enero de 2012, donde

el Activo Ku-Maloob-Zaap contiene 87.4 por ciento del volumen, mientras que Cantarell contribuye con el 12.6 por ciento complementario.

5.1.2 Evolución de las reservas

El comportamiento que han tenido las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los años 2010, 2011 y 2012, se aprecian en las figuras 5.3 y 5.4. Al 1 de enero de 2012, las reservas totales 3P de la Región Marina Noreste son 11,595.3 millones de barriles de aceite crudo y 4,438.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 37.9 y 7.2 por ciento del total nacional, respectivamente.

De la evaluación de reservas 2P, éstas alcanzan 8,527.7 millones de barriles de aceite crudo y 3,791.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, correspondientes al 45.9 y 10.9 por ciento de las reservas 2P del país, respectivamente. El cuadro 5.3 presenta la constitución de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural, a nivel activo.

El valor de reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2012 es de 5,528.0 millones de barriles y representa 55.1 por ciento de la reserva probada total nacional; mientras que, para el gas natural, en la misma categoría de reserva, el dato es 2,848.7 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes al 16.5 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. Las reservas probables y posibles de aceite se han estimado en 2,999.7 y 3,067.6 millones de barriles, cifras que representan 35.1 y 25.5 por ciento, de las reservas nacionales en estas categorías, con base en los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,527.7 y 11,595.3 millones de barriles.

Las reservas probable y posible de gas natural, suman 942.7 y 647.2 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 5.4 y 2.4 por ciento, de las reservas nacionales de gas en estas categorías respectivamente, por lo anterior, el cálculo de reservas 2P y 3P, se determina en, 3,791.4 y 4,438.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región registran valores de 4,302.9 y 1,225.1 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se tienen 2,390.4 y 458.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por otra parte, considerando la densidad del crudo, las reservas probadas de aceite crudo pueden dividirse de la manera siguientes, 5,472.7 millones de barriles de aceite pesado, equivalentes a un 99.0 de la reserva, mientras que el 1.0 por ciento restante del total probado de la región, se compone por 55.3 millones de aceite ligero.

mmb
11,123.6
11,170.3
11,595.3
Posible
Probable
Probada
2,719.0
2,313.6
6,091.0
2,560.5
2,927.6
5,682.2
3,067.6
2,999.7
5,528.0
2010
2011
2012

Figura 5.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

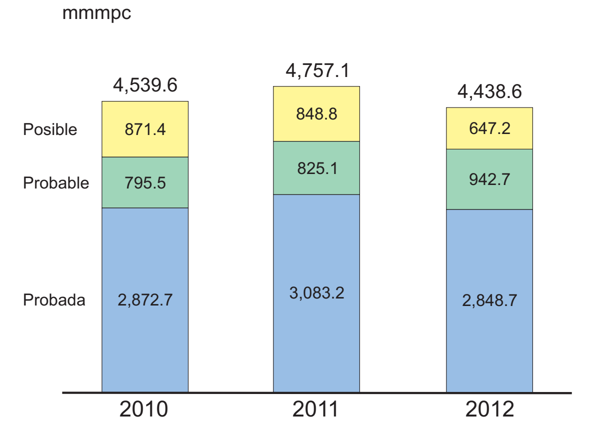


Figura 5.4 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

Cuadro 5.3 Composición de las reservas por activo de la Región Marina Noreste.

	Aceite			Gas natural	
Reserva Activo	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	**5,472.7**	**55.3**	**0.0**	**2,834.5**	**14.2**
Cantarell	1,969.6	55.3	0.0	1,286.8	14.2
Ku-Maloob-Zaap	3,503.1	0.0	0.0	1,547.7	0.0
2P	**8,428.8**	**99.0**	**0.0**	**3,775.6**	**15.8**
Cantarell	3,343.5	99.0	0.0	1,774.2	15.8
Ku-Maloob-Zaap	5,085.3	0.0	0.0	2,001.5	0.0
3P	**11,496.3**	**99.0**	**0.0**	**4,380.9**	**57.8**
Cantarell	4,745.9	99.0	0.0	2,024.0	57.8
Ku-Maloob-Zaap	6,750.4	0.0	0.0	2,356.9	0.0

Para la reserva probada de gas natural de la región, se tienen 2,848.7 miles de millones de pies cúbicos, las cuales se componen en gas asociado y no asociado, siendo 2,834.5 miles de millones de pies cúbicos el volumen asociado, que representan 99.5 por ciento de la reserva y 14.2 miles de millones de pies cúbicos al no asociado, equivalente a 0.5 por ciento del total probado de la región.

Aceite crudo y gas natural

AL 1 de enero de 2012, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste es de 5,528.0 millones de barriles, la mayor parte de este volumen se concentra en el Activo Ku-Maloob-Zaap con 3,503.1 millones de barriles, equivalentes a 63.4 por ciento regional, en tanto que, el Activo Cantarell registra 2,024.9 millones de barriles que representan el 36.6 por ciento restante.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012, registra un incremento de 335.9 millones de barriles con respecto al año anterior. Este se origina principalmente por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Maloob y Zaap, por la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo Pit, mejor comportamiento presión-producción en Ku y la incorporación del yacimiento Calcarenitas del Eoceno Medio en Sihil, las modificaciones en los campos citados suman 424.8 millones de barriles de aceite. Asimismo, se presentan decrementos por 158.5 millones de barriles de aceite ocasionados por la revisión del comportamiento de presión-producción del campo Sihil. Los campos Akal y Maloob, suman el 53.7 por ciento de reserva probada de aceite de la región.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto de 278.6 miles de millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior. La variación se atribuye a la revisión del comportamiento presión-producción de los campos Akal, Ku y Kutz, la reclasificación de reservas probables a probadas por la perforación de desarrollo en Zaap. Sin embargo, este incremento resulto afectado por la reducción de 50.8 miles de millones de pies cúbicos en el campo Sihil Cretácico. En la distribución de estas reservas por activo, la mayor parte se encuentra en Ku-Maloob-Zaap con el 54.3 por ciento, mientras que Cantarell concentra el 45.7 por ciento complementario.

Por lo que respecta a la reserva probable de aceite, el valor estimado al 1 de enero del presente año

Cuadro 5.4 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**2,848.7**	**2,280.2**	**1,792.0**
	Cantarell	1,300.9	1,158.4	911.9
	Ku-Maloob-Zaap	1,547.7	1,121.8	880.1
Probable		**942.7**	**740.9**	**581.6**
	Cantarell	489.0	427.2	335.5
	Ku-Maloob-Zaap	453.7	313.7	246.1
Posible		**647.2**	**451.0**	**362.8**
	Cantarell	291.8	266.0	217.7
	Ku-Maloob-Zaap	355.4	185.0	145.1

muestra un incremento de 72.1 millones de barriles de aceite, es decir 2.5 por ciento mayor que el año anterior. En particular se tienen incrementos en los campos Baksha, Sihil y Ku con un total de 240.8 millones de barriles de aceite, siendo para el primero por la reclasificación de su reserva probada a probable y en los otros campos por su comportamiento presión-producción. De igual manera, se presentan reducciones por 181.2 millones de barriles de aceite de los campos Maloob, Pit y Zaap. Para esta categoría de reservas el Activo Ku-Maloob-Zaap se reúne el 52.7 por ciento del volumen regional.

La reserva probable de gas natural de la región al 1 de enero de 2012, presenta un incremento de 117.6 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2011, situándose en 942.7 miles de millones de pies cúbicos. Los campos que aportaron la mayor parte de este volumen son Ku, Maloob y Sihil que en conjunto adicionan 122.4 miles de millones de pies cúbicos, además se presentan reducciones en los campos Pit y Zaap por un total de 30.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de los campos. A nivel activo, Cantarell contiene un 51.8 por ciento y Ku-Maloob-Zaap el 48.2 por ciento restante.

Para el caso de la reserva posible de aceite referida al 1 de enero de 2012, ésta registra un incremento de 507.1 millones de barriles de con respecto al año anterior. La revisión del modelo geológico-petrofísico y de simulación de flujo de los campos Kayab y Ku, adicionaron en conjunto 611.9 millones de barriles. Asimismo, se tienen disminuciones por 118.5 millones de barriles de aceite, en el campo Maloob, resultado de la reclasificación de sus reservas. El Activo Ku-Maloob-Zaap concentra el 54.3 por ciento de la reserva posible de la región, mientras el Activo Cantarell participa con el 45.7 por ciento.

Al 1 de enero de 2012, la reserva posible de gas natural presenta un decremento de 201.6 miles de millones de pies cúbicos respecto al periodo anterior, situándose en 647.2 miles de millones de pies cúbicos, al 1 de enero de 2012. Los campos que tuvieron los decrementos más importantes son Akal y Maloob con 340.5 miles de millones de pies cúbicos, mientras que, Kayab y Ku adicionan 155.0 miles de millones de pies cúbicos. Finalmente, el cuadro 5.4 presenta las reservas de gas natural por activo estimadas al 1 de enero de 2012 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco.

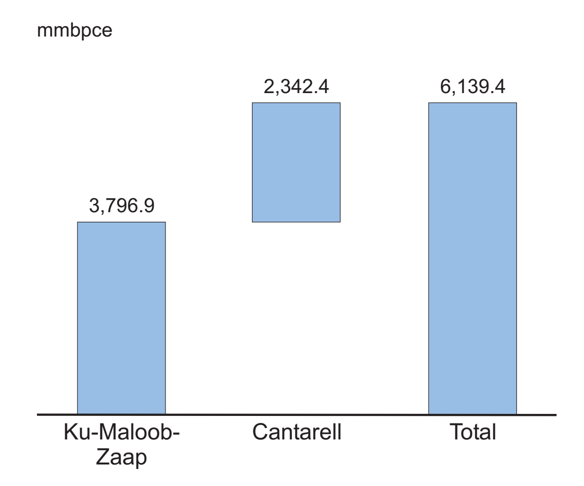


Figura 5.5 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

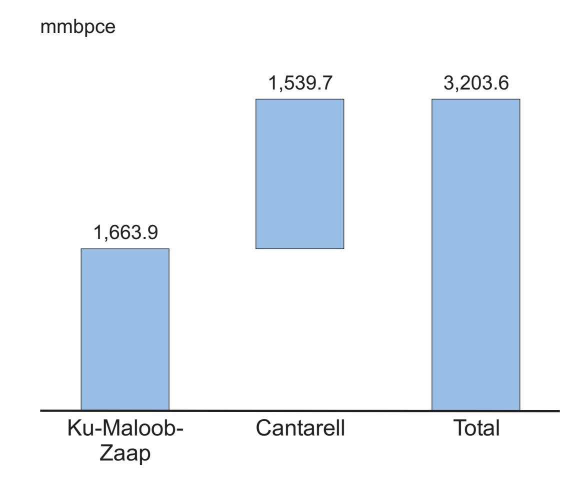


Figura 5.6 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2012 de la Región Marina Noreste asciende a 6,139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y corresponde al 44.5 por ciento del total nacional. Al comparar este dato con el reportado al 1 de enero de 2011, éste registra un incremento de 385.9 millones de barriles. Lo anterior es resultado de la aplicación de mejores esquemas de explotación en los campos Ku, Maloob y Zaap, y la revisión del modelo estático del campo Pit. La figura 5.5 muestra la distribución de reservas probadas por activo, Ku-Maloob-Zaap representa el 61.8 por ciento, en tanto Cantarell contiene el 38.2 por ciento.

En relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, registra un incremento de 119.0 millones de barriles, originada por las revisiones en los campos Baksha, Ku y Sihil. Por lo tanto la reserva probada asciende a 3,203.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale a nivel nacional al 25.9 por ciento. La figura 5.6 presenta la distribución de la reserva por activo, siendo Ku-Maloob-Zaap en donde se concentra la mayor parte del volumen regional con 51.9 por ciento.

En la categoría de reserva posible la Región Marina Noreste, cuantifica 3,183.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año, equivalentes al 18.0 por ciento del total nacional. En la figura 5.7 se observa la distribución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente para cada uno de los activos que conforman la región, observándose que el Activo Ku-Maloob-Zaap concentra la mayoría del volumen con un 53.8 por ciento. Para la fecha de evaluación, se tuvo un aumento de 469.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, generado por la actualización del modelo geológico-petrofísico y de simulación de flujo del campo Kayab. Asimismo, se tienen decrementos que son originados por la reclasificación de reservas del campo Maloob

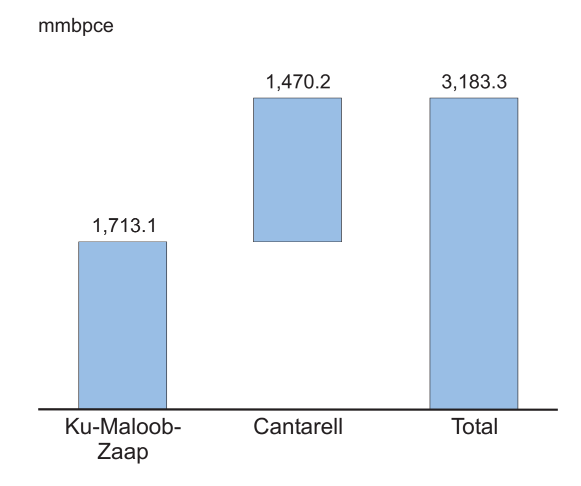


Figura 5.7 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

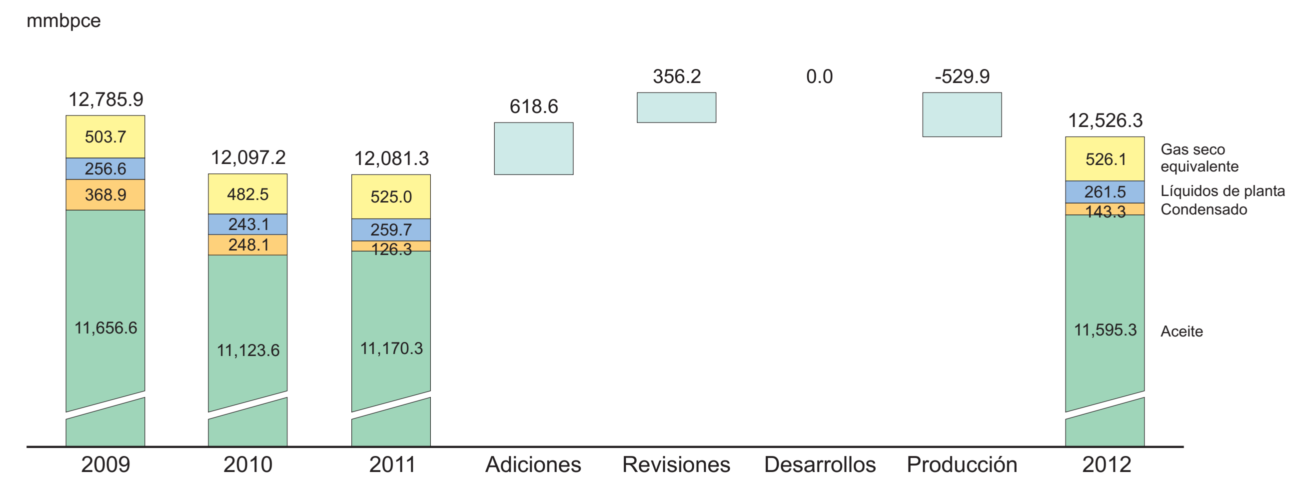


Figura 5.8 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

y el análisis del comportamiento presión-producción del campo Akal, que en conjunto representan 151.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Comparada con el volumen reportado el año anterior, la reserva total o 3P de la región presenta un incremento neto de 974.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para situarse en 12,526.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, concentrando 28.6 por ciento del total nacional. La figura 5.8 presenta la constitución de la reserva 3P a nivel regional.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Noreste es de 11.6 años considerando como constante la producción registrada durante 2011, 529.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Al realizar un ejercicio similar para la reserva probada más probable (2P), la relación reserva-producción asciende a 17.6 años, finalmente para la reserva (3P) la relación mencionada es 23.6 años.

Cuadro 5.5 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Noreste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2010	**Total**	**11,123.6**	**248.1**	**243.1**	**482.5**	**12,097.2**
	Probada	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8
	Probable	2,313.6	40.9	42.5	82.6	2,479.5
	Posible	2,719.0	51.7	43.2	91.9	2,905.9
2011	**Total**	**11,170.3**	**126.3**	**259.7**	**525.0**	**12,081.3**
	Probada	5,682.2	85.3	172.2	343.6	6,283.4
	Probable	2,927.6	22.1	45.2	89.7	3,084.6
	Posible	2,560.5	18.9	42.3	91.7	2,713.3
2012	**Total**	**11,595.3**	**143.3**	**261.5**	**526.1**	**12,526.3**
	Probada	5,528.0	93.2	173.6	344.6	6,139.4
	Probable	2,999.7	35.4	56.6	111.8	3,203.6
	Posible	3,067.6	14.6	31.3	69.8	3,183.3

A nivel activo, Ku-Maloob-Zaap durante el año 2011 tuvo una producción de 329.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, empleando este valor, se estima una relación reserva-producción de 11.5 años; mientras que para Cantarell la relación resulta de 11.7 años con una producción en 2011, de 200.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Para las otras categorías de reservas, la relación reserva-producción probada más probable (2P) para el Activo Ku-Maloob-Zaap es de 16.6 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 21.8 años. El Activo Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de 19.4 años. Para las reservas totales (3P), la relación reserva-producción se incrementa a 26.7 años.

Es importante mencionar que durante 2011, el Activo Ku-Maloob-Zaap se colocó como el primer productor de aceite a nivel nacional con una producción de 902.6 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios.

Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas de la Región Marina Noreste, en función del tipo de fluido se muestra en el cuadro 5.5, ésta comprende del 1 de enero de 2010 al 1 de enero de 2012. Se observa que la reserva probada de 6,139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se constituye por 90.1 por ciento de aceite crudo, 1.5 por ciento de condensado, 2.8 por ciento de líquidos de planta y 5.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 3,203.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone de 93.6 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 1.8 por ciento



Figura 5.9 La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.

de líquidos de planta y 3.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 3,183.3 millones de barriles y está distribuida en 96.4 por ciento de aceite crudo, 0.5 por ciento de condensado, 0.9 por ciento de líquidos de planta y 2.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.2 Región Marina Suroeste

Por su posición geográfica, esta región se encuentra en el Sureste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la Región Norte. La figura 5.9 presenta la ubicación geográfica de esta región.

A partir de 2011, la región está organizada por los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, resultado de una nueva estructura organizativa cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión de los yacimientos a lo largo de su vida productiva, figura 5.10. Cabe hacer notar, que estos activos también tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos además de implantar programas de incorporación de reservas y delimitación asociados a reservas ya descubiertas. Adicionalmente a estos dos activos, la Región Marina Suroeste cuenta con un activo orientado hacia actividades exploratorias, denominado Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino.

Dentro del marco estratégico nacional, la Región Marina Suroeste ha contribuido de manera sobresaliente con los objetivos que la empresa ha planteado. Esto se ha manifestado durante los últimos años a través

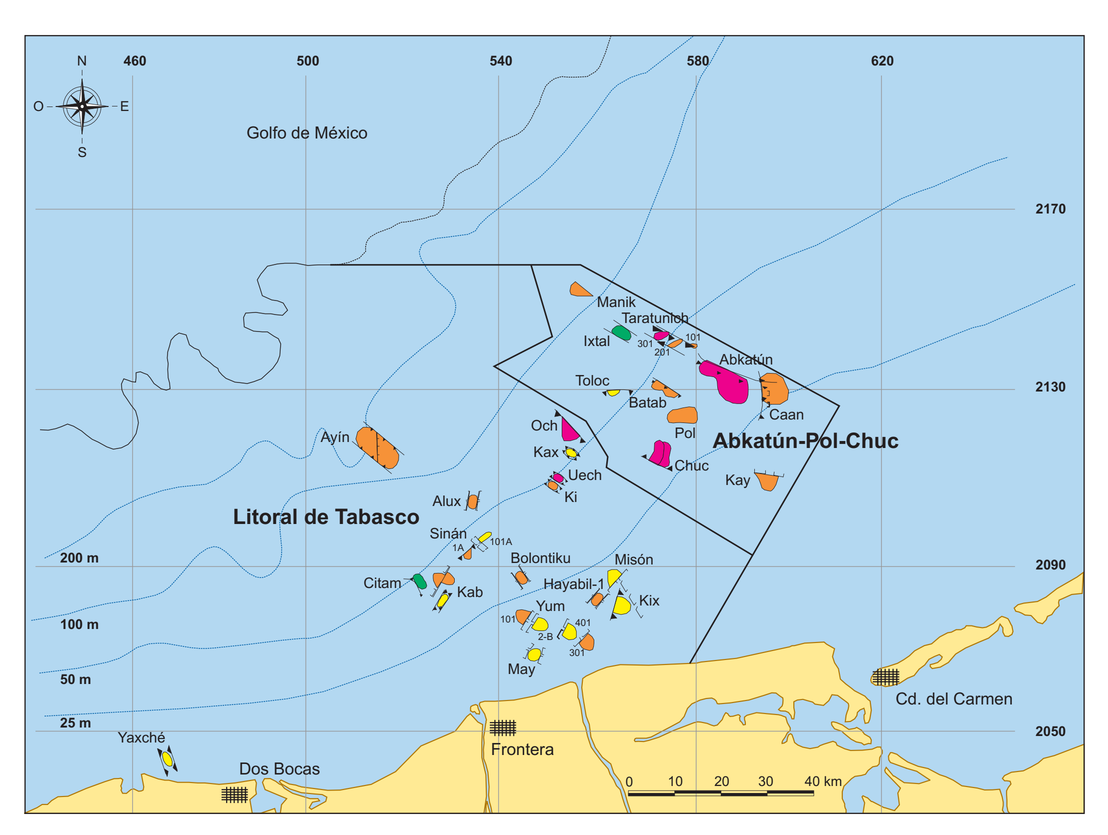


Figura 5.10 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Marina Suroeste.

de la reposición de hidrocarburos producidos. Los nuevos descubrimientos a nivel regional han aportado volúmenes importantes de reservas probadas, probables, y posibles poniendo de manifiesto el arduo trabajo que en la región se ha realizado. Adicionalmente, la Región Marina Suroeste tiene algunos de sus campos en etapa de explotación avanzada, sin embargo, a través de los trabajos de administración de los yacimientos que integran a dichos campos se ha logrado tener mejores comportamientos en términos de presión-producción, lo cual ha sido un factor primordial para el mantenimiento de la producción, y en algunos casos lograr incrementos de cuotas de producción adicionales a las contribuciones de la puesta en producción de nuevos yacimientos regionales.

Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina referente a aguas profundas, es decir, más allá de la isobata de 500 metros han sido satisfactorios en los años recientes. La región administra un total de 71 campos, de éstos, 23 están en explotación y son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 32 por ciento de los campos que integran la región han sido explotados. La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2011, promedió 560.6 miles de barriles y 1,208.3 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 204.6 millones de barriles de aceite y 441.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 22.0 y 18.3 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

De manera relevante, cabe mencionar que continuaron realizándose importantes descubrimientos de gas no asociado y aceite crudo durante 2011, cuyo monto ascendió a 650.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P. Esta contribución por el descubrimiento de 6 nuevos campos, está permitiendo la integración de proyectos de desarrollo donde yacimientos de gas no asociado y de aceite ligero están presentes. Así, las actividades de exploración y explotación seguirán alimentando la reposición de las reservas por medio de nuevos yacimientos, y la reclasificación de los volúmenes de los ya encontrados.

5.2.1 Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2012, es 19,129.1 millones de barriles de aceite, y representa 12.1 por ciento del total probado nacional. Los volúmenes originales probable y posible son 3,595.9 y 5,994.3 millones de barriles de aceite, correspondiendo a 7.1 y 12.6 por ciento de los volúmenes probables y posibles del país, respectivamente. El Activo Abkatún-Pol-Chuc, contiene la mayor parte de este volumen original probado, con 76.1 por ciento del total regional. En cuanto al volumen original probable de aceite, el Activo Litoral de Tabasco concentra 64.2 por ciento del volumen original probable regional, mientras que para el posible, nuevamente dicho activo contiene 80.2

Cuadro 5.6 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	**Total**	**26,491.7**	**38,600.6**
	Probado	17,683.9	22,168.6
	Probable	3,383.5	5,826.4
	Posible	5,424.3	10,605.6
2011	**Total**	**27,189.2**	**41,200.1**
	Probado	18,345.2	23,932.1
	Probable	3,385.8	6,399.0
	Posible	5,458.2	10,869.0
2012	**Total**	**28,719.2**	**45,224.4**
	Probado	19,129.1	26,222.0
	Probable	3,595.9	5,740.2
	Posible	5,994.3	13,262.2

por ciento del total regional y Abkatún-Pol-Chuc, el restante 19.8 por ciento. El cuadro 5.6 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías reportadas al 1 de enero de 2010 a 2012.

Con relación al volumen original probado de gas natural, la región contribuye con 26,222 miles de millones de pies cúbicos. Esta cifra representa 13.7 por ciento del nacional. Los volúmenes originales de gas natural probable y posible son 5,740.2 y 13,262.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco explican respectivamente 58.4 y 41.6 por ciento del volumen original probado regional. En la categoría probable, el Activo Litoral de Tabasco contiene el mayor porcentaje con 82.0 por ciento, mientras que Abkatún-Pol-Chuc contiene el restante 18.0 por ciento. Asimismo, el Activo Litoral de Tabasco concentra la mayor parte del volumen original posible con 96.8 por ciento, mientras que el Activo Abkatún-Pol-Chuc aporta 3.2 por ciento.

5.2.2 Evolución de las reservas

La reserva 1P o probada, al 1 de enero de 2012 alcanza 1,266.9 millones de barriles de aceite y corresponde a 12.6 por ciento de las reservas probadas del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2012, ésta es de 4,080.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, representando 23.7 por ciento de las reservas probadas de gas del país. Asimismo, se estiman reservas 2P y 3P de aceite por 2,469.3 y 4,026.4 millones de barriles y de 7,845.5 y 14,615.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En la figuras 5.11 y 5.12 se consideran las variaciones de las reservas de aceite y gas natural de los últimos tres años.

Con relación a la categorización de la reserva probada, la probada desarrollada a nivel región es de 621.1 millones de barriles de aceite y 1,471.3 miles de millones pies cúbicos de gas natural, mientras que la no desarrollada alcanza 645.8 millones de barriles de aceite y 2,608.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras en reserva probada no desarrollada significan 51.0 y 63.9 por ciento de la reserva probada de la región, respectivamente.

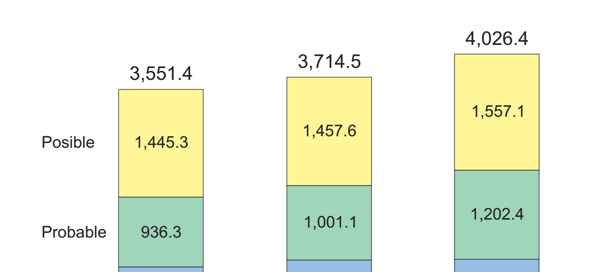


Figura 5.11 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

De la reserva probada de aceite, la composición de aceite ligero y superligero alcanza 61.6 y 30.4 por ciento del total regional, mientras que el aceite pesado es 8.0 por ciento. En gas natural, 61.4 por ciento se compone de gas no asociado y el restante 38.6 por ciento, es asociado, con 1977.6 miles de millones de pies cúbicos ubicados en yacimientos de gas y condensado mientras que los de gas seco ascienden a

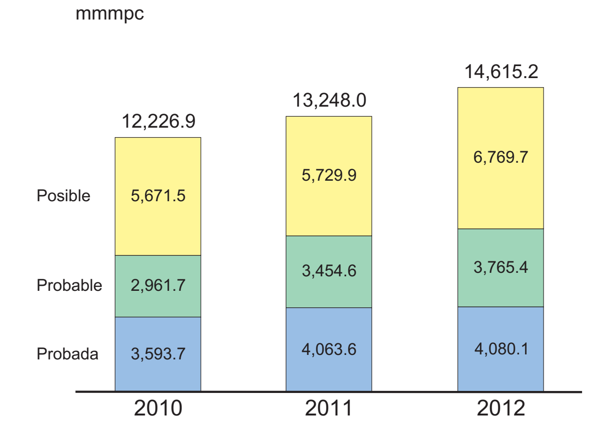


Figura 5.12 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

76.4 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.7 indica, a nivel activo, la composición de las reservas 1P, 2P y 3P clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero, así como gas asociado y no asociado.

La reserva probable de aceite, al 1 de enero del año 2012, es 1,202.4 millones de barriles de aceite, y corresponde a 14.1 por ciento del total nacional, mientras que la reserva probable de gas representa 21.4 por ciento del total del país, es decir, alcanza 3,765.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. La reserva posible de aceite al 1 de enero de 2012 es 1,557.1 millones de barriles, que equivale a 12.9 por ciento del total nacional. En cuanto a la reserva posible de gas natural, ésta alcanza 6,769.7 miles de millones de pies cúbicos, representando 25.3 por ciento del país.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2012, la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,266.9 millones de barriles en su reserva probada, de los cuales 413.8 millones ó 32.7 por ciento se ubican en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 853.1 millones de barriles de aceite, es decir 67.3 por ciento, le corresponden al Activo Litoral de Tabasco.

La reserva probada de aceite a nivel regional tuvo un incremento neto de 215.7 millones de barriles, con respecto a la reportada al 1 de enero de 2011. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 220.9 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró una variación negativa de 5.2 millones de barriles con respecto al año anterior. A nivel de activo, Litoral de Tabasco registró un incremento en su reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012 por 166.7 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 126.0 millones de barriles y 40.7 millones en la probada no desarrollada. Las variaciones positivas en los campos del Activo Litoral de Tabasco se deben básicamente a las actividades exploración, delimitación que permitieron la incorporación de nuevos campos, por desarrollo en los campos Bolontikú, Sinán y Xanab y revisión del comportamiento presión-producción en Kax y May.

El Activo Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 49.0 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada un incremento por 94.9 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponde un decremento por 45.9 millones de barriles. Estas variaciones positivas se deben fun-

Cuadro 5.7 Composición de las reservas por activo de la Región Marina Suroeste.

	Aceite			Gas natural	
Reserva Activo	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	**101.1**	**780.6**	**385.1**	**1,575.1**	**2,505.1**
Abkatún-Pol-Chuc	12.3	381.5	20.0	738.4	95.2
Litoral de Tabasco	88.8	399.1	365.2	836.7	2,409.9
2P	**392.8**	**1,431.3**	**645.1**	**2,594.7**	**5,250.8**
Abkatún-Pol-Chuc	133.0	794.3	56.5	1,397.0	221.8
Litoral de Tabasco	259.9	637.0	588.6	1,197.7	5,029.0
3P	**735.9**	**2,023.6**	**1,266.9**	**3,594.3**	**11,020.9**
Abkatún-Pol-Chuc	254.6	824.6	62.2	1,450.0	258.8
Litoral de Tabasco	481.3	1,198.9	1,204.7	2,144.3	10,762.1

damentalmente a las actividades de desarrollo en los campos Homol e Ixtal, así como a la revisión del comportamiento presión-producción de Abkatún y Taratunich.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas de gas natural ascienden a 4,080.1 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 833.6 miles de millones de pies cúbicos en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 3,246 miles de millones de pies cúbicos.

En referencia a la reserva probada de gas natural la región, reporta un incremento neto por 457.6 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al año anterior. Esta variación se integra por un aumento en reserva probada desarrollada por 549.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y un decremento de 92.3 miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desarrollada. Para el Activo Litoral de Tabasco, la reserva probada presentó un incremento por 470.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 434.7 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación positiva por 36.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de la reserva probada no desarrollada. En particular, el incremento registrado en la categoría de reserva probada desarrollada se explica principalmente por desarrollo en Kab y revisiones en Kax, May, Och, Sinán, Uech y Yum.

El Activo Abkatún-Pol-Chuc registra un decremento en la reserva probada de 13.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta situación se explica básicamente por la revisión de sus campos.

Al 1 de enero de 2012, la reserva probable de aceite crudo de la región, presenta un incremento de 201.4 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo Abkatún-Pol-Chuc registró un incremento de 209.1 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el decremento en el Activo Litoral de Tabasco por 7.7 millones de barriles, explican la variación antes citada. Básicamente la actividad exploratoria cuantifica volúmenes por 97.5 millones de barriles de aceite, en los campos Hokchi, Kab bloque Kinbe Jurásico y Xanab Cretácico. Así mismo, en los rubros desarrollo y revisión, se tuvieron incrementos que cuantificaron 79.6 millones de barriles. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2012, asciende a 1,202.4 millones de barriles.

Respecto a la reserva probable de gas, ésta presentó un incremento de 310.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto a la cifra reportada al 1 de enero del año anterior. Esta variación se compone por el incremento registrado en el Activo Abkatún-Pol-Chuc de 362.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el decremento en Litoral de Tabasco por 51.6 miles de millones de pies cúbicos. El principal incremento en la categoría probable se sitúa en Abkatún en el yacimiento Brecha Paleoceno-Cretácico Superior por 112.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural como resultado de su comportamiento presión-producción, mientras que el principal decremento se situó en el campo Sinán por 79.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, debido al desarrollo propio del campo. Estas variaciones representan los principales cambios en el Activo Litoral de Tabasco. Asimismo, existieron variaciones en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, que originaron que en el total de la reserva probable de la región registrará el incremento antes citado por 310.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural al 1 de enero de 2012.

Al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de aceite y gas natural de la región ascienden a 1,557.1 millones de barriles y 6,769.7 miles de millones de cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación positiva por 99.5 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al 1 de enero de 2011. En esta categoría, el Activo Abkatún-Pol-Chuc presenta un decremento de 14.1 millones de barriles, básicamente

Cuadro 5.8 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**4,080.1**	**3,653.9**	**2,927.1**
	Abkatún-Pol-Chuc	833.6	643.5	500.9
	Litoral de Tabasco	3,246.6	3,010.4	2,426.1
Probable		**3,765.4**	**3,421.4**	**2,838.4**
	Abkatún-Pol-Chuc	785.2	609.2	474.3
	Litoral de Tabasco	2,980.1	2,812.3	2,364.1
Posible		**6,769.7**	**6,399.8**	**5,461.9**
	Abkatún-Pol-Chuc	90.0	65.1	50.7
	Litoral de Tabasco	6,679.7	6,334.7	5,411.3

por revisiones de campos. Adicionalmente, en esta categoría el Activo Litoral de Tabasco registra un incremento por 113.5 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en el campo Kab por la perforación del pozo Kinbe-1 en el bloque Kinbe Jurásico.

Respecto la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación positiva de 1,039.8 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. En particular, el Activo Litoral de Tabasco tuvo un incremento por 1,053.5 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, destacando el éxito exploratorio logrado al incorporar un volumen por 1,224.5 miles de millones de pies cúbicos, en los campos Nen y Piklis a nivel Terciario.

Por su parte el Activo Abkatún-Pol-Chuc, registra un decremento de 13.7 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.8 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2012, la región tiene una reserva probada de 2,115.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, 15.3 por ciento del total nacional. Como se observa en la figura 5.13, los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco contienen 27.0 y 73.0 por ciento, respectivamente del total de la región.

La reserva probada incremento 332.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al 1 de enero de 2011. En referencia a los activos, Litoral de Tabasco presenta un incremento por 287.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que Abkatún-Pol-Chuc presenta un incremento de 45.4

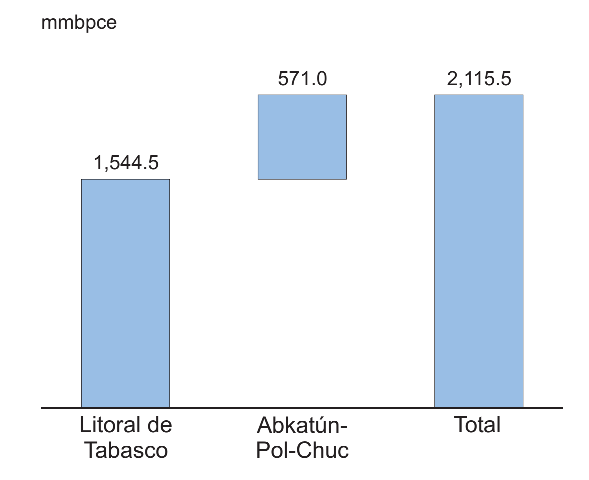


Figura 5.13 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los principales incrementos a nivel reserva probada registraron en los campos Abkatún, Pol, Taratunich, Kax, May, Och, Homol, Ixtal, Bolontikú, Sinán, Xanab, Hokchi, Kab y Tsimin lo cual se explica para el caso de los seis primeros debido a la actualización de sus pronósticos de producción; en Homol, Ixtal, Bolontikú, Sinán y Xanab como resultado de la perforación de pozos de desarrollo; en Hokchi y Kab cabe destacar su incorporación como campos nuevos debido a los buenos resultados de los pozos exploratorios Hokchi-1 y Kinbe-1, este último permitió adicionar el bloque Kinbe-Jurásico al campo Kab y Tsimin que reclasifico reserva posible a probada por la perforación del pozo delimitador Tsimin-1DL. Sin embargo, también se presentan decrementos por 79.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en los campos Alux y Che por los malos resultados en su comportamiento presión-producción y Kach debido a la reclasificación de su reserva probada a probable.

La reserva probable al 1 de enero de 2012, es de 1,976.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 16.0 por ciento de las reservas del país, como se muestra en la figura 5.14. Con respecto al 1 de enero de 2011, esto representa un incremento de 276.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este aumento en la reserva regional se encuentra principalmente en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que el Activo Litoral de Tabasco presenta un decremento de 1.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel reserva probable destaca la incorporación de nuevos descubrimientos por 117.2 millones de barriles de petróleo en los campos Hokchi, Kab bloque Kinbe Jurásico y Xanab. Asimismo, los campos Abkatún, Ixtal y Kach suman aumentos por 214.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como resultado de las actividades de revisiones y actualizaciones realizadas durante 2011. Los decrementos en la región, a nivel reserva probable contabilizan 185.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican principalmente con disminuciones en Bolontikú,

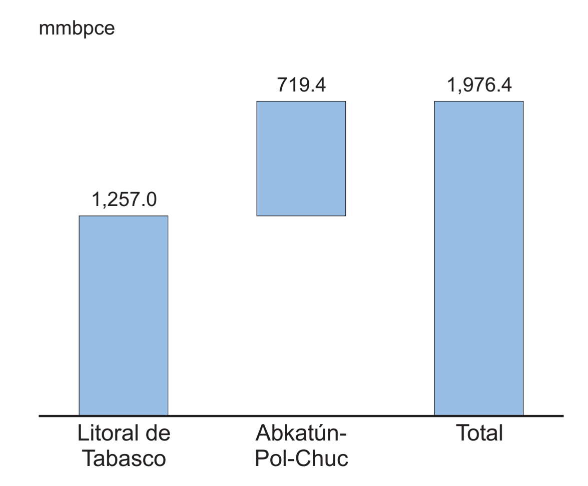


Figura 5.14 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

May y Sinán por la actualización del comportamiento presión-producción, mientras que Alux actualiza su modelo geológico-petrofísico por los resultados del pozo Alux-31 que resulto improductivo.

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año asciende a 2,962.5 millones de barriles, que significan 16.8 por ciento del país. La figura 5.15 detalla la distribución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente por activo de la región, donde 94.1 por ciento se localiza en el Activo Litoral de Tabasco. Al cierre de 2011, se tiene un balance positivo por 355.0 millones de barri-

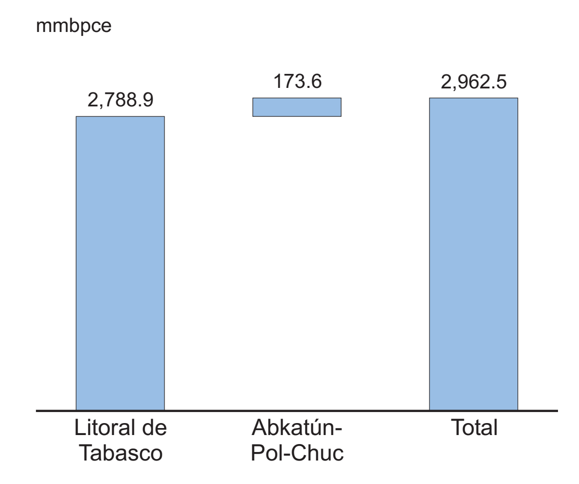


Figura 5.15 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

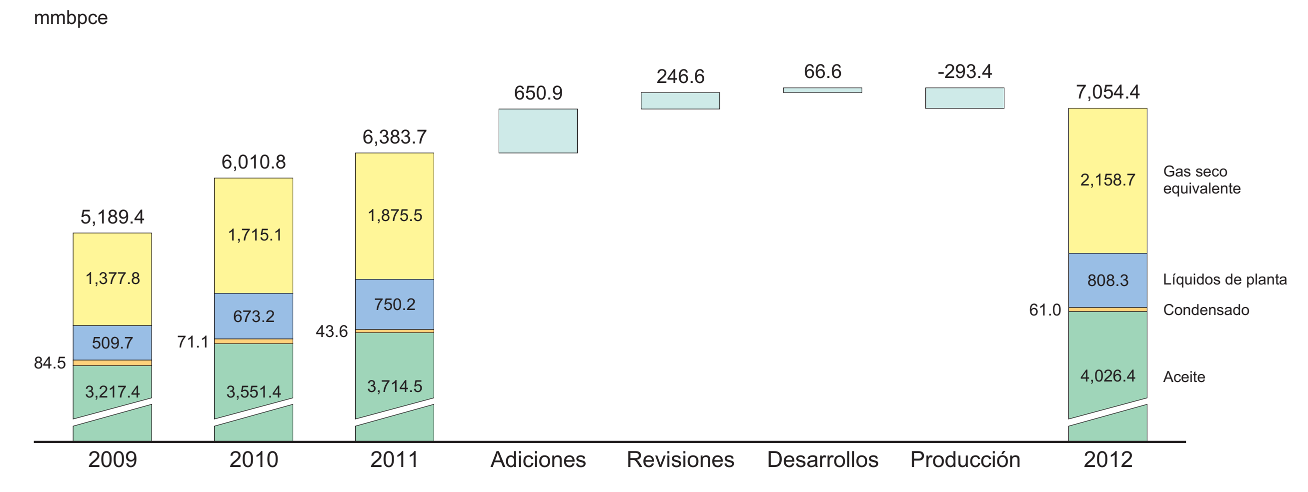


Figura 5.16 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.

les de petróleo crudo equivalente, que se origina en gran parte por los descubrimientos del bloque Kinbe Jurásico perteneciente al campo Kab, Nen y Piklis que sumados totalizan 417.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a los decrementos, la reducción de 150.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente se explica principalmente por la desincorporación del yacimiento de gas y condensado e incorporación del yacimiento de aceite volátil, en el horizonte Cretácico como resultado del estudio PVT de aceite volátil del pozo Tsimin-1DL. De manera resumida, la figura 5.16 muestra la variación de la reserva 3P durante el año 2011 en petróleo crudo equivalente con respecto a los años 2009, 2010 y 2011.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la región es 7.2 años, considerando una producción constante de 293.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si en esta relación se usa la reserva 2P, el número de años es 13.9 y con la 3P es 24.0

Cuadro 5.9 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Suroeste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2010	**Total**	**3,551.4**	**71.1**	**673.2**	**1,715.1**	**6,010.8**
	Probada	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8
	Probable	936.3	14.2	156.7	422.2	1,529.5
	Posible	1,445.3	27.1	290.6	826.5	2,589.5
2011	**Total**	**3,714.5**	**43.6**	**750.2**	**1,875.5**	**6,383.7**
	Probada	1,255.8	22.2	251.5	546.8	2,076.3
	Probable	1,001.1	13.2	186.6	499.2	1,700.0
	Posible	1,457.6	8.2	312.1	829.5	2,607.4
2012	**Total**	**4,026.4**	**61.0**	**808.3**	**2,158.7**	**7,054.4**
	Probada	1,266.9	21.4	264.4	562.8	2,115.5
	Probable	1,202.4	18.3	209.9	545.7	1,976.4
	Posible	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	2,962.5

años. El activo con menor relación reserva probada-producción es Abkatún-Pol-Chuc con 4.1 años, y el de mayor relación es Litoral de Tabasco con 10.0 años. En cuanto a la producción de crudo, el Activo Litoral de Tabasco es el tercer productor del país.

Para la reserva 2P, la relación reserva-producción de los activos Abkatún-Pol Chuc y Litoral de Tabasco se estiman en 9.3 y 18.2 años. En el caso de la reserva 3P, se obtiene una relación reserva-producción de 10.5 y 36.3 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

En el cuadro 5.9 se presenta la distribución de reservas por tipo de fluido para los últimos tres años, en las categorías probada, probable y posible. La reserva remanente probada, está constituida por 59.9 por ciento de aceite crudo, 1.0 por ciento de condensado, 12.5 por ciento de líquidos de planta y 26.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva probable llega a 1,976.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de ésta 60.9 por ciento es aceite crudo, 0.9 por ciento son condensados, 10.6 por ciento son líquidos de planta y 27.6 por ciento es gas seco equivalente a líquido. La reserva posible asciende a 2,962.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales son distribuidos en 52.6 por ciento de aceite crudo, 0.7 por ciento para los condensados, 11.3 por ciento en líquidos de planta y 35.4 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.3 Región Norte

Esta región posee la mayor extensión territorial con respecto a las otras regiones de Pemex Exploración y



Figura 5.17 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina.

Producción. Se extiende en 27 estados e incluye 1.8 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente. La región se conforma por una parte terrestre y otra marina, localizándose en la porción Norte de la República Mexicana con las siguientes colindancias. Al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el rio Tesechoacán del estado de Veracruz, al Oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacifico, figura 5.17.

Administrativamente, la región se compone de cuatro activos: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; así como por el activo de exploración denominado Golfo de México Norte, figura 5.18. Las actividades principales de los activos se centran en el desarrollo de campos, así como en la optimización de los campos que administran. Los objetivos principales del activo de exploración son la incorporación de reservas y la evaluación del potencial de las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz, así como del Golfo de México.

Debido a la superficie que comprende, la Región Norte es la que opera el mayor número de campos y consecuentemente la que registra la mayor actividad de desarrollo en el país. Asimismo, produce una gran variedad de hidrocarburos, desde gas seco y húmedo, gas y condensado, hasta aceite ligero e incluso aceite pesado. Específicamente, los activos Burgos y Veracruz producen en su mayor parte gas no asociado, mientras que los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira son productores primordialmente de aceite. Lo anterior ha permitido que la región ocupe la primera posición en cuanto a la producción de gas natural y que sus reservas probable y posible se constituyan como las más importantes de México.

La Región Norte produjo, en el año 2011, un volumen de 42.4 millones de barriles ó 116.2 miles de barriles por día de aceite, así como 835.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó una producción promedio diaria de 2,287.9 millones de pies cúbicos. Lo anterior en el contexto de la producción



Figura 5.18 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Norte.

total del país significa 4.6 por ciento en cuanto a la producción de aceite y 34.7 por ciento de la producción de gas natural.

En referencia a las actividades exploratorias, durante 2011 se terminaron 18 pozos exploratorios, destacando los descubrimientos realizados mediante los pozos Emergente-1 y Gasífero-1. El primero de ellos del Activo Burgos, abre un gran potencial al descubrir producción en lutitas gasíferas de la formación Eagle Ford, el segundo perteneciente al Activo Veracruz, el cual resultó productor de aceite y gas en rocas del Mioceno.

En cuanto a las actividades de desarrollo de campos, durante el año 2011 la cifra de pozos terminados ascendió a 844, destacando los activos Burgos y Aceite Terciario del Golfo por la actividad registrada, en el primer caso con 174 pozos terminados y el segundo con 513 pozos.

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

El cuadro 5.10 muestra la evolución de los volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte durante los últimos tres años. El volumen original probado de aceite al 1 de enero de 2012, asciende a 41,187.3 millones de barriles de aceite, lo cual comprende 26.1 por ciento del total nacional. Además, el volumen original de gas natural probado es de 71,433.3 miles de millones de pies cúbicos, lo cual significa 37.2 por ciento a nivel nacional. Regionalmente, el porcentaje mayor de los volúmenes originales probados de aceite y gas natural pertenece al Activo Poza Rica-Altamira, con 27,549.3 millones de barriles y 41,007.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente. Estas cifras a nivel regional significan 66.9 por ciento para el caso del aceite y 57.4 por ciento para el gas natural. En cuanto al Activo Aceite Terciario del Golfo, sus volúmenes originales suman 12,485.2 millones de barriles de aceite y 5,705.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En lo que respecta a los activos Burgos y Veracruz, sus volúmenes originales de gas natural alcanzan 18,832.0 y 5,888.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

En cuanto a los volúmenes originales probables de aceite como de gas natural de la región, al 1 de enero del presente año, son 38,883.2 millones de barriles y 21,824.5 miles de millones de pies cúbicos, los cuales a nivel nacional representan el 76.3 y 67.9 por ciento, respectivamente. El Activo Aceite Terciario del Golfo acumula los mayores volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte, con valores porcentuales de 99.6 y 87.8 por ciento, respectivamente, es decir, 38,708.5 millones de barriles de aceite y 19,169.6 miles de millones de pies cúbicos.

Al 1 de enero de 2012, los volúmenes originales en la categoría posible ascienden a 31,098.7 millones de barriles de aceite y 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes representan 65.6 y 50.2 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. Al igual que en la categoría anterior, los

Cuadro 5.10 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	**Total**	**166,660.5**	**138,079.1**
	Probado	49,717.5	73,743.0
	Probable	66,994.1	30,152.0
	Posible	49,948.9	34,184.1
2011	**Total**	**166,663.0**	**146,030.6**
	Probado	48,663.2	75,601.1
	Probable	66,549.6	36,131.6
	Posible	51,450.2	34,297.9
2012	**Total**	**111,169.1**	**110,048.8**
	Probado	41,187.3	71,433.3
	Probable	38,883.2	21,824.5
	Posible	31,098.7	16,791.0

mayores volúmenes se localizan en el Activo Aceite Terciario del Golfo con 30,298.8 millones de barriles de aceite y 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Los volúmenes originales probados de gas natural de la región, clasificados en asociado y no asociado, son 47,574.5 y 23,858.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. El 84.6 por ciento del volumen original probado de gas asociado se localiza en el Activo Poza Rica-Altamira, mientras que el 77.0 por ciento del volumen original probado de gas no asociado se ubica en el Activo Burgos.

Del total del volumen original probado de gas no asociado, 13,409.1 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas húmedo, 9,926.0 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco, mientras que 523.6 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensado.

Por lo que toca al volumen original probable de gas natural, éste se conforma de 19,319.8 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas asociado y 2,504.7 miles de millones de pies cúbicos son de gas no asociado. El porcentaje más alto del volumen original probable de gas asociado corresponde al Activo Aceite Terciario del Golfo con 99.2 por ciento.

Respecto al volumen original probable de gas no asociado, 1,518.8 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas húmedo, 866.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco y 119.6 miles de millones de pies cúbicos se refieren a gas y condensado. El mayor porcentaje del volumen original probable de gas no asociado se ubica en los yacimientos del Activo Burgos con 1,929.2 miles de millones de pies cúbicos, es decir, 77.0 por ciento del total regional.

En lo concerniente al volumen original de gas natural en la categoría posible, el cual asciende a 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos, 13,992.8 miles de millones de pies cúbicos pertenecen al volumen original de gas asociado y 2,798.2 miles de millones de pies cúbicos se atribuyen a gas no asociado. Los mayores volúmenes originales de gas asociado pertenecen al Activo Aceite Terciario del Golfo con 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la mayor acumulación del volumen original de gas no asociado se ubica en el Activo Burgos con 2,215.9 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa 79.2 por ciento a nivel regional.

El volumen original de gas no asociado posible de la Región Norte está conformado por 1,632.8 miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo, 1,128.2 miles de millones de pies cúbicos de gas seco y 37.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2012, el volumen original probado de aceite de la Región Norte registra una reducción por 7,475.9 millones de barriles de aceite. Esta variación se originó esencialmente por la actualización del modelo estático de Chicontepec en el Activo Aceite Terciario del Golfo. En cuanto al volumen original probado de gas natural, éste registra un decremento de 4,167.8 miles de millones de pies cúbicos, el cual es originado principalmente en el Activo Aceite Terciario del Golfo y a los resultados relacionados con el desarrollo de campos en el Activo Poza-Rica Altamira.

El volumen original probable de aceite registra, al 1 de enero del presente año, un decremento de 27,666.4 millones de barriles, que al igual que la reserva probada se debe principalmente a la actualización del modelo estático de Chicontepec, así como a los resultados generados por las actividades de desarrollo de campos.

En cuanto al volumen original probable de gas natural, al 1 de enero se registró una reducción por 14,307.0 miles de millones de pies cúbicos, ubicándose dicha diferencia básicamente en los campos del Paleocanal

de Chicontepec, y cuya explicación, por tratarse en su mayor parte de gas asociado, se relaciona directamente con el decremento experimentado en el volumen original de aceite explicado en el párrafo anterior.

El volumen original posible de aceite al 1 de enero de 2012, también presenta un decremento por 20,351.5 millones de barriles de aceite, que al igual que en las categorías probadas y probables obedece a la actualización del modelo estático de Chicontepec en el Activo Aceite Terciario del Golfo. En cuanto al volumen original de gas natural en la misma categoría, también presenta una reducción por 17,506.9 con respecto al año 2011, siendo la misma causa de esta reducción la ya mencionada anteriormente.

5.3.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de la Región Norte, al 1 de enero de 2012, ascienden a 813.1 millones de barriles de aceite y 3,858.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales 305.3 millones de barriles de aceite y 2,474.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural corresponden a reservas probadas desarrolladas. Asimismo, 507.8 millones de barriles de aceite y 1,383.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural corresponden a reservas probadas no desarrolladas.

Respecto a las reservas probables de aceite y gas natural, los volúmenes correspondientes son 3,679.3 millones de barriles de aceite y 11,529.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En cuanto a las reservas posibles, los volúmenes ascienden a 7,006.7 millones de barriles de aceite y 18,570.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De acuerdo a lo anterior, las reservas 2P, es decir, la suma de las reservas probada y probable, es de 4,492.4 millones de barriles de aceite y 15,388.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. De esta forma, las reservas 3P, es decir, los volúmenes resultantes de la adición de las reservas probada, probable y posible, alcanzan 11,499.1 millones de barriles de aceite y 33,958.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La evolución histórica de los últimos tres años, para las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas natural, se puede observar en las figuras 5.19 y 5.20. Además, la composición de las reservas probadas o 1P, 2P y 3P a nivel de activo y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 5.11.

Al 1 de enero de 2012 y en un contexto nacional, la Región Norte concentra 8.1 y 22.4 por ciento de las reservas probadas de aceite y gas natural, respecti-

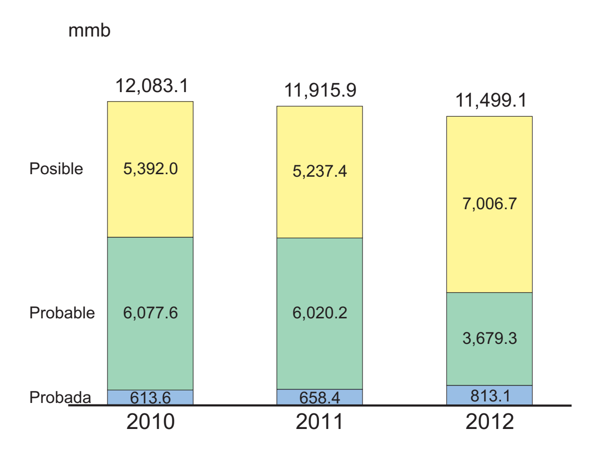


Figura 5.19 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

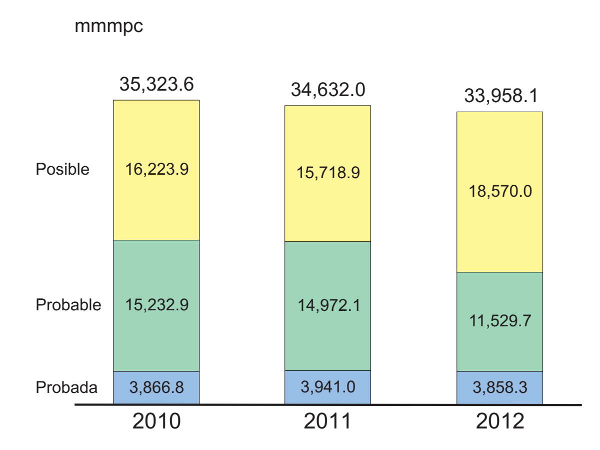


Figura 5.20 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

Cuadro 5.11 Composición de las reservas por activo de la Región Norte.

Reserva / Activo	Aceite Pesado mmb	Aceite Ligero mmb	Aceite Superligero mmb	Gas natural Asociado mmmpc	Gas natural No asociado mmmpc
1P	**440.7**	**354.2**	**18.2**	**1,247.3**	**2,611.0**
Aceite Terciario del Golfo	315.4	241.2	11.8	880.8	0.0
Burgos	0.0	0.0	6.4	27.7	1,849.0
Poza Rica-Altamira	119.6	109.6	0.0	319.4	42.8
Veracruz	5.8	3.4	0.0	19.5	719.2
2P	**1,744.9**	**2,328.3**	**419.2**	**11,690.1**	**3,697.9**
Aceite Terciario del Golfo	1,524.5	2,132.2	408.4	11,192.0	0.0
Burgos	0.0	0.0	8.8	30.5	2,658.7
Poza Rica-Altamira	212.4	189.8	2.0	442.7	177.6
Veracruz	8.0	6.3	0.0	24.9	861.6
3P	**3,490.8**	**6,729.5**	**1,278.8**	**29,028.4**	**4,929.7**
Aceite Terciario del Golfo	3,246.5	6,433.4	1,267.2	28,397.4	0.0
Burgos	0.0	0.0	9.5	31.5	3,728.1
Poza Rica-Altamira	232.3	287.2	2.1	547.1	204.6
Veracruz	11.9	9.0	0.0	52.3	997.0

vamente. Regionalmente, el porcentaje más elevado, esto es, 69.9 por ciento de las reservas probadas de aceite se localiza en los campos pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo, mientras que el Activo Poza Rica-Altamira ocupa la segunda posición con 28.2 por ciento. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, 48.6 por ciento de la misma se localiza en los campos del Activo Burgos, en tanto que el Activo Aceite Terciario del Golfo ocupa la segunda posición con 22.8 por ciento.

En lo que respecta a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, éstas equivalen al 4.5 y 23.0 por ciento del total nacional para esta clase de reservas. A nivel regional y en cuanto a la reserva probada desarrollada de aceite, el Activo Poza Rica-Altamira ocupa el primer lugar con 49.5 por ciento, seguido del Activo Aceite Terciario del Golfo con 47.3 por ciento. En lo que concierne a la reserva probada desarrollada de gas natural, al Activo Burgos le corresponde 52.5 por ciento, mientras que 26.9 por ciento de las reserva se concentran en el Activo Veracruz.

Por otra parte, la Región Norte contiene 15.7 y 21.4 por ciento de las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, respectivamente, a nivel nacional. En un contexto regional, al Activo Aceite Terciario del Golfo le corresponde 83.5 por ciento del total de las reservas de aceite, en tanto que este mismo activo ocupa la primera posición respecto a la reserva probada no desarrolladas de gas natural con 45.9 por ciento, mientras que el Activo Burgos ocupa la segunda posición con 41.7 por ciento.

Respecto a las reservas probables de aceite y gas natural, la Región Norte posee 43.0 y 65.5 por ciento, respectivamente, de los totales nacionales en esta categoría. Específicamente, el Activo Aceite Terciario del Golfo concentra 95.0 por ciento de la reserva de aceite de la región y 89.4 por ciento de la reserva regional de gas natural.

A nivel nacional, la Región Norte ocupa un lugar preponderante en cuanto a las reservas posibles de aceite y gas natural, al concentrar 58.2 y 69.3 por ciento de los totales respectivos. Además, el Activo Aceite Terciario

del Golfo, posee los mayores volúmenes de las reservas de la región en esta categoría, al alcanzar 98.2 para el caso del aceite y 92.7 por ciento para el gas natural.

Las reservas 3P de la región, las cuales resultan de la adición de las reservas probada, probable y posible, al 1 de enero de 2012 ascienden a 11,499.1 millones de barriles de aceite y 33,958.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta última cifra representa el mayor volumen en esta categoría de reserva a nivel nacional. Regionalmente, los campos pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo poseen en conjunto los mayores volúmenes de reservas 3P, al registrar 10,947.1 millones de barriles de aceite y 28,397.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes a nivel nacional equivalen a 35.8 y 46.1 por ciento, respectivamente.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2012 registra una incremento neto de 197.1 millones de barriles con respecto al año anterior. Esta variación consecuencia de la producción anual de 42.4 millones de barriles, así como de los resultados alcanzados mediante las actividades de desarrollo de campos, específicamente en Agua Fría, Coyula, Humapa y Remolino, del Activo Aceite Terciario del Golfo, así como en los campos Ébano-Chapacao y Tamaulipas-Constituciones del Activo Poza Rica-Altamira. En cuanto a los principales decrementos en la reserva probada de aceite por actividades de desarrollo, éstos se registraron en los campos Tajín y Bagre, pertenecientes a los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira, respectivamente.

Respecto a la reserva probada de gas natural, se presentó un incremento neto de 752.4 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2012, el cual se debe básicamente a las actividades de desarrollo de campos y a las revisiones al comportamiento de yacimientos realizadas. Específicamente, para el primer concepto se registró la adición de 91.0 miles de millones de pies cúbicos en los campos Agua Fría, Coyula y Remolino del Activo Aceite Terciario del Golfo, mientras que para el segundo concepto

Cuadro 5.12 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**3,858.3**	**3,557.0**	**3,360.3**
	Aceite Terciario del Golfo	880.8	723.7	601.9
	Burgos	1,876.7	1,814.2	1,769.9
	Poza Rica-Altamira	362.2	288.4	259.6
	Veracruz	738.6	730.6	729.0
Probable		**11,529.7**	**10,460.6**	**8,851.1**
	Aceite Terciario del Golfo	10,311.2	9,316.2	7,747.4
	Burgos	812.5	789.5	768.0
	Poza Rica-Altamira	258.1	207.4	188.5
	Veracruz	147.9	147.5	147.1
Posible		**18,570.0**	**16,479.9**	**13,879.9**
	Aceite Terciario del Golfo	17,205.4	15,185.0	12,628.0
	Burgos	1,070.4	1,045.2	1,018.2
	Poza Rica-Altamira	131.4	88.8	74.7
	Veracruz	162.8	160.8	159.0

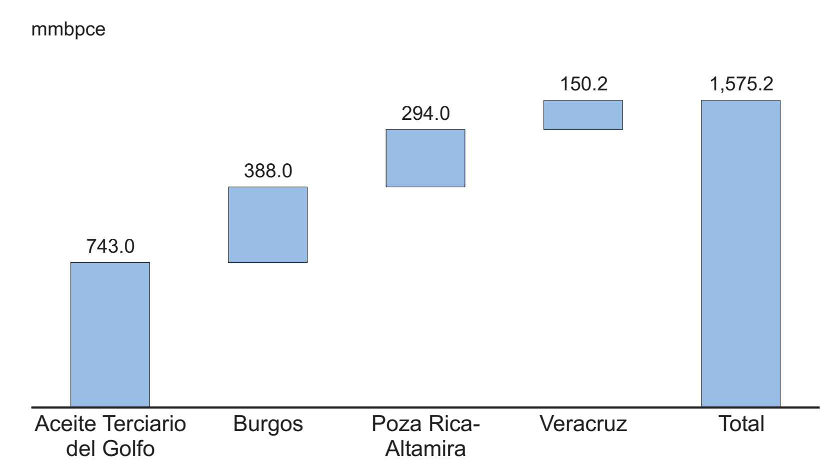


Figura 5.21 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte.

sobresale el incremento logrado en el campo Papán del Activo Veracruz por 40.2 millones de pies cúbicos de gas natural.

Por lo que toca a la reserva probable de aceite de la Región Norte, al 1 de enero de 2012 su volumen asciende a 3,679.3 millones de barriles de aceite, en tanto que la de gas natural alcanza 11,529.7 miles de millones de pies cúbicos. De esta forma, las reservas en esta categoría registran decrementos con respecto al año anterior tanto en aceite como en gas natural por 2,340.9 millones de barriles y 3,442.4 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La razón principal de esta reducción se origina por la reclasificación de volúmenes de reservas probables, atribuibles a la implantación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria, a la categoría posible en los campos del Activo Aceite Terciario del Golfo.

Respecto a las reservas posibles de aceite y de gas natural de la Región Norte, los volúmenes ascienden a 7,006.7 millones de barriles y 18,570.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Con respecto al año anterior, estos volúmenes implican incrementos por 1,769.3 millones de barriles de aceite y 2,851.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Siendo la causa principal de este incremento el movimiento de reservas probables a posibles en los campos del Activo Aceite Terciario del Golfo y que ha sido explicado en el párrafo anterior. El cuadro 5.12 muestra la distribución de las reservas remanentes de gas registradas al 1 de enero de 2012 a nivel activo.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Norte al 1 de enero de 2012, en términos de petróleo crudo equivalente, asciende a 1,575.2 millones de barriles, lo cual representa 11.4 por ciento a nivel nacional. La distribución de esta reserva a nivel activo se ilustra en la figura 5.21. En comparación al año anterior, la reserva en esta categoría presenta un incremento neto por 344.5 millones de barriles, lo cual se atribuye primordialmente a las actividades de desarrollo de campos efectuadas a lo largo del año anterior, las cuales generaron reclasificaciones de reservas probables y posibles a la categoría probada.

En cuanto a la reserva probable, al 1 de enero de 2012 el volumen reportado es de 6,169.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el cual significa 49.9 por ciento del total nacional. Com-

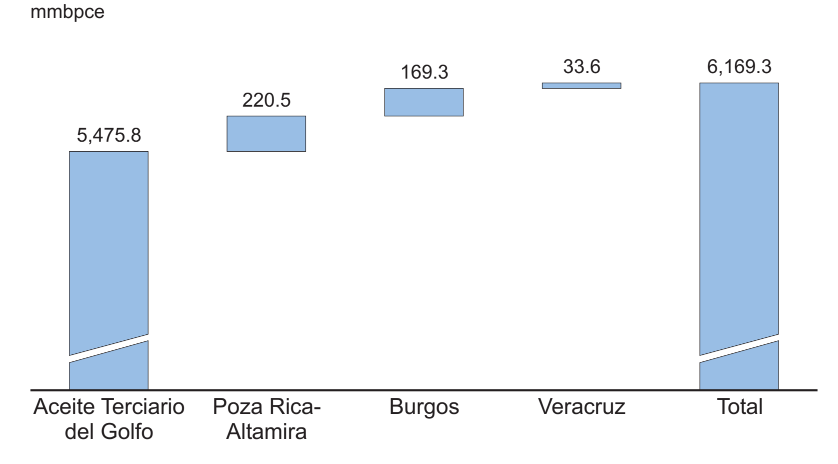


Figura 5.22 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte.

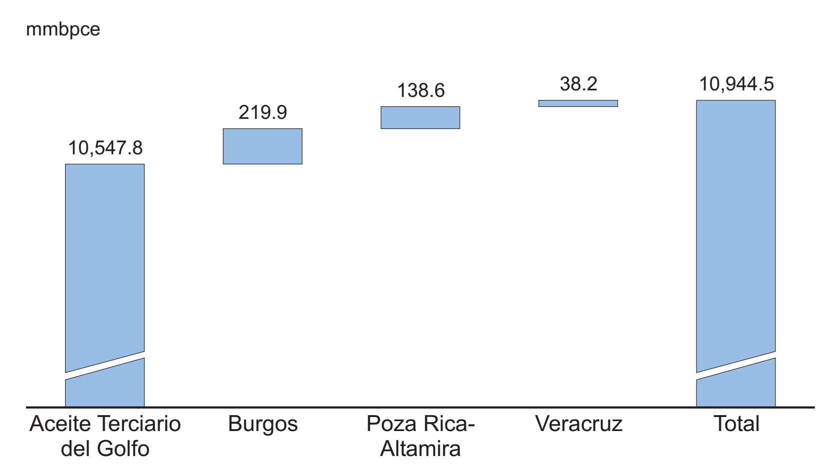


Figura 5.23 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte.

parado con la cifra registrada el año 2011, el volumen anterior presenta una diferencia a la baja de 2,891.0 millones de barriles. La distribución a nivel activo de la reserva probable de la Región Norte se presenta en la figura 5.22.

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2012 alcanza 10,944.5 millones de barriles, lo cual comprende 61.9 por ciento del la reserva nacional. La distribución de las reserva para cada uno de los activos que conforman la región se presenta en la figura 5.23. Comparada con al año 2011, la reserva posible registra un incremento de 2,556.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual se debe en esencia al desarrollo de los campos y a la reclasificación de reservas.

En cuanto a la reserva 3P, esto es, la adición de las reservas probada, probable y posible, al 1 de enero del presente año asciende a 18,689.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para la Región Norte. Este volumen comprende 42.6 por ciento de la reserva 3P a nivel nacional. Mientras tanto, en el plano regional, 91.2 por ciento de la reserva se concentra en el Activo Aceite Terciario del Golfo. Asimismo, tomando como referencia la reserva 3P reportada en el año 2011, se observa un incremento neto de 10.5 millones de barriles de petróleo equivalente, lo que básicamente se debe a las revisiones al comportamiento presión-producción de los yacimientos y en menor medida a las adiciones exploratorias registradas. Los elementos de cambio en la reserva 3P para la región se detallan en la figura 5.24.

Relación reserva-producción

Esta relación, resultado de dividir la reserva para una categoría en particular entre la producción anual, para el caso de la Región Norte y considerando su reserva 1P así como la producción del año, ambas en términos de petróleo crudo equivalente, dicha relación resulta de 7.7 años. Asimismo, para la reserva 2P de petróleo crudo equivalente, es decir, la suma de las reservas probada y probable, la relación resulta de 37.8 años,

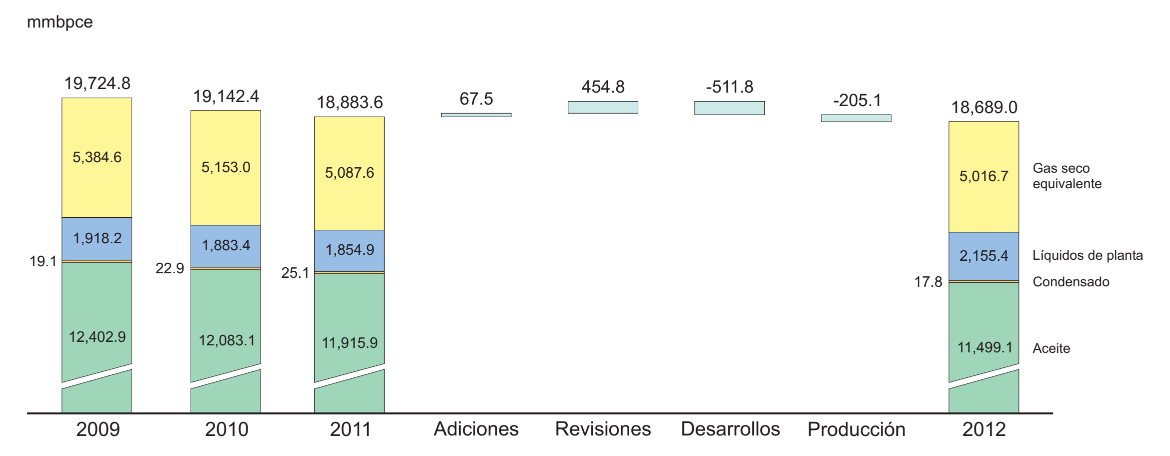


Figura 5.24 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

Cuadro 5.13 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2010	**Total**	**12,083.1**	**22.9**	**1,883.4**	**5,153.0**	**19,142.4**
	Probada	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3
	Probable	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	9,150.2
	Posible	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	8,639.8
2011	**Total**	**11,915.9**	**25.1**	**1,854.9**	**5,087.6**	**18,883.6**
	Probada	658.4	11.1	89.8	676.4	1,435.8
	Probable	6,020.2	5.9	872.8	2,161.3	9,060.2
	Posible	5,237.4	8.0	892.3	2,249.9	8,387.6
2012	**Total**	**11,499.1**	**17.8**	**2,155.4**	**5,016.7**	**18,689.0**
	Probada	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2
	Probable	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3
	Posible	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5

y al involucrar la reserva 3P o total de petróleo crudo equivalente, o sea la suma de las reservas probada, probable y posible, la relación reserva-producción es de 91.1 años. Las diferencias que se observan entre la relación estimada al considerar la reserva probada contra aquellas que incluyen además las reservas probables y posibles, obedece a que las relaciones reserva-producción involucrando las reservas 2P y 3P incluyen aquellas correspondientes al Activo Aceite Terciario del Golfo, las que en la actualidad ocupan la primera posición en el contexto nacional.

Para el caso de la reserva probada de aceite, la relación reserva-producción es de 19.2 años. Asimismo, cuando se considera la reserva de aceite 2P, la relación es de 105.9 años. Adicionalmente, la relación resulta de 271.0 años para la reserva 3P de aceite. Conviene hacer mención, que las estimaciones anteriores se obtienen involucrando también la producción de aceite del año 2011, la cual fue de 42.4 millones de barriles. Por lo que toca al concepto del gas natural y para una producción anual de 835.1 miles de millones de pies cúbicos, la relación reserva probada-producción resulta de 4.6 años, en tanto que para las reservas 2P y 3P asciende a 18.4 y 40.7 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte se muestra en el cuadro 5.13. De acuerdo a la información presentada, se infiere que 51.6 por ciento de la reserva probada se compone de aceite, 41.0 por ciento corresponde a gas seco equivalente a líquido, 6.8 por ciento se asocia a líquidos de planta y el porcentaje restante es condensado. Respecto a la reserva probable, 59.6 por ciento de dicho volumen es aceite, 27.6 por ciento se refiere a gas seco equivalente a líquido, 12.7 por ciento a líquidos de planta y 0.1 por ciento corresponde a condensado. Finalmente, 64.0 por ciento de la reserva posible se relaciona con aceite, 24.4 por ciento con gas seco equivalente a líquido, 11.6 por ciento corresponde a líquidos de planta y el porcentaje restante se asocia al condensado.

5.4 Región Sur

La región comprende una superficie aproximada de 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana. Colinda al Norte con el Golfo de México; al Noroeste con la Región Norte en



Figura 5.25 Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

el paralelo 18° y el Río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. La región comprende ocho estados de la república: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, como se muestra en la figura 5.25.

En la actualidad, la Región Sur se compone, de acuerdo a la nueva estructura organizacional, de cuatro activos: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna, figura 5.26. Dentro de las actividades de estos activos, se incluye el desarrollo, explotación y abandono de campos.

Durante el año 2011, la región administró 121 campos con reservas remanentes 3P. En particular, el Activo Macuspana-Muspac posee el mayor número de campos con 56, seguido del Activo Bellota-Jujo con 31 campos, mientras que los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna son los que menos campos administran con 21 y 13, respectivamente.

La Región Sur produjo en 2011, 193.7 millones de barriles de aceite y 617.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representó una producción diaria de 530.6 miles de barriles de aceite y 1,692.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras significaron, a nivel nacional, 20.8 y 25.7 por ciento de las producciones de aceite y gas natural, respectivamente. Además, en lo que respecta a la producción de petróleo crudo equivalente en el contexto nacional del año anterior, la región se colocó nuevamente en la segunda posición al sumar 329.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 902.4 mil barriles por día de petróleo crudo equivalente, contribuyendo así con el 24.3 por ciento del total del país.

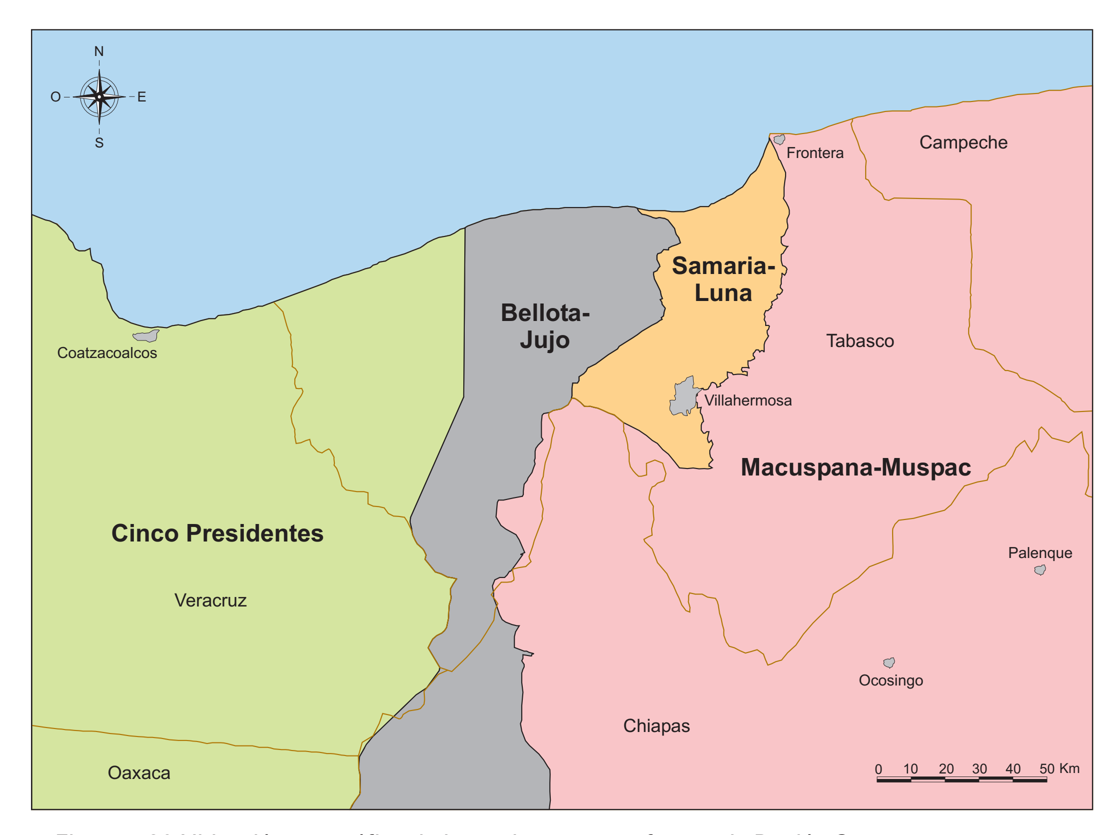


Figura 5.26 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Sur.

5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de aceite de la región al 1 de enero de 2012 ha sido estimado en 35,039.0 millones de barriles, que representa 22.2 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se traduce en un ligero incremento de 0.2 por ciento con respecto al año anterior, derivado de la revisión y desarrollo de los campos de la región. A nivel regional, los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna contienen la mayor parte del volumen, esto es, 11,349.1 y 11,167.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, cuya adición significa 64.3 por ciento del total de la región y presentan un pequeño incremento de 0.4 por ciento con respecto al 1 de enero de 2011 por concepto de incorporación, revisiones y desarrollo. En lo que corresponde a los activos Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, estos registran 6,875.8 y 5,647.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, que sumándolos representan el restante 35.7 por ciento del volumen regional, mostrando un decremento de 0.1 por ciento con respecto al año anterior, fundamentalmente por revisión y desarrollo de campos.

En lo que concierne al volumen original probable de aceite de la Región Sur, éste alcanzó 2,740.1 millones de barriles, que representan 5.4 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un decremento con respecto al año pasado de 1.7 por ciento, esto como resultado de las actividades de delimitación, desarrollo y revisión en los campos de la región. El mayor volumen original probable de aceite corresponde nuevamente a los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna, que suman 2,318.3 millones de barriles, equivalentes a 84.6 por ciento de la región. Por otro lado, los otros dos activos Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac reportan en conjunto 421.9 millones de barriles, lo que representa 15.4 por ciento de la región.

En cuanto al volumen original posible de aceite tuvo un incremento con respecto a 2011 de 8.6 por ciento por incorporación, revisión y desarrollo de campos,

éste se ubicó en 1,476.6 millones de barriles, que equivalen a 3.1 por ciento del volumen nacional. El Activo Samaria-Luna contiene 934.6 millones de barriles en sus campos, lo que equivale al 63.3 por ciento del total regional.

En lo que se refiere al volumen original de gas natural de la Región Sur, al 1 de enero de 2012 se tienen 68,604.0 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 35.8 por ciento del total nacional. El 90.7 por ciento regional corresponde a la adición de los activos Macuspana-Muspac, Samaria-Luna y Bellota-Jujo, es decir, 62,237.4 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por incorporación, desarrollo y revisiones de los campos de estos activos. Por lo que respecta al Activo Cinco Presidentes tiene un volumen original de 6,366.6 miles de millones de pies cúbicos, y equivale a 9.3 por ciento de la región.

Cuadro 5.14 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	**Total**	**41,497.6**	**77,294.7**
	Probado	37,545.9	71,403.4
	Probable	2,519.2	4,143.6
	Posible	1,432.5	1,747.7
2011	**Total**	**39,108.4**	**73,737.4**
	Probado	34,962.3	68,031.6
	Probable	2,786.6	3,962.5
	Posible	1,359.5	1,743.2
2012	**Total**	**39,255.7**	**74,271.0**
	Probado	35,039.0	68,604.0
	Probable	2,740.1	3,616.4
	Posible	1,476.6	2,050.7

Para el caso de los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 3,616.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un decremento de 8.7 por ciento con respecto al año anterior originado principalmente por revisiones y desarrollo de campos. El 82.4 por ciento del volumen original probable de la región corresponde a la adición de los activos Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac y el restante 17.6 por ciento a los activos Samaria-Luna y Cinco Presidentes.

Por lo que respecta a los volúmenes originales posibles, estos se ubican en 2,050.7, miles de millones de pies cúbicos de gas natural; con respecto al año anterior representan un incremento del 17.6 por ciento causado principalmente por incorporación, desarrollo y revisiones de campos. La suma de los volúmenes de los activos Samaria-Luna y Macuspana-Muspac que son los que tienen los valores más altos, engloban el 73.8 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los dos activos restantes, Bellota-Jujo y Cinco Presidentes concentran 26.2 por ciento del total regional. Es importante mencionar que durante 2011, existieron dos descubrimientos, producto de la actividad exploratoria realizada en el Activo Bellota-Jujo, lo que generó incrementos de los volúmenes originales en esta categoría. El cuadro 5.14 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2010, 2011 y 2012.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2012 el volumen original de aceite probado es de 35,039.0 millones de barriles de aceite, es decir, 0.2 por ciento mayor con respecto al año anterior. Este incremento se origina en los activos Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac, donde los campos Pareto, Bellota y Costero, adicionaron e incrementaron sus volúmenes en 70.0, 39.4 y 33.9 millones de barriles de aceite, respectivamente. En el caso del campo Pareto se trata de un campo nuevo que se incorporó por la actividad exploratoria. Para el caso de Bellota se reclasifica un bloque a volumen probado y en el caso del campo Costero se debe a la actualización de su modelo de simulación. Además

se tuvieron decrementos en los campos Artesa y Caparroso-Pijije-Escuintle por 140.1 millones de barriles de aceite. En Artesa se debe a la actualización de su modelo estático y en Caparroso-Pijije-Escuintle se debe a un ajuste por balance de materia.

Para el volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2012, la cifra es de 68,604.0 miles de millones de pies cúbicos, que significa un pequeño incremento de 0.8 por ciento en relación al año pasado. Este incremento se atribuye al igual que para el aceite a los campos Costero y Pareto por 451.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. De igual forma, el principal decremento se tiene en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle por 87.6 miles de millones de pies cúbicos.

En cuanto al volumen original de aceite probable, se tiene un decremento de 1.7 por ciento con respecto al reportado al 1 de enero de 2011, lo cual equivale a 46.5 millones de barriles. Disminución que se justifica por la actualización del modelo geológico del campo Gaucho del Activo Macuspana-Muspac y a la reclasificación a volumen probado del Bloque Noreste del campo Bellota perteneciente al Activo Bellota-Jujo. Los principales incrementos son originados por la incorporación de los campos Pareto y Tokal como resultado de la actividad exploratoria en la región, pero no fueron suficientes para contrarrestar los decrementos de la región.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, éste se situó al 1 de enero de 2012 en 3,616.4 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa una disminución de 8.7 por ciento con respecto al año anterior. Gran parte de este decremento, es originado por la actualización de los modelos geológicos de los campos Juspi, Costero y Gaucho y a la reclasificación de volumen original probable a posible en el campo Giraldas. Al igual que para el volumen original de aceite probable, el incremento por la actividad exploratoria no fue suficiente para contrarrestar esta reducción.

El volumen original de aceite en la categoría de posible, se ubica en 1,476.6 millones de barriles, es decir, 8.6 por ciento superior al reportado al 1 de enero de 2011. Esta variación se justifica por los incrementos de las incorporaciones exploratorias de los campos nuevos Pareto y Tokal por 98.7 y 29.5 millones de barriles de aceite, respectivamente. La principal variación negativa se tiene en el campo Terra debido a la revisión y actualización del modelo estático.

Referente al volumen original posible de gas natural al 1 de enero de 2012, su valor es de 2,050.7 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento de 17.6 por ciento con respecto al año 2011. Esta variación positiva, como en el caso del aceite, se debe a la incorporación de los campos nuevos Pareto y Tokal, ambos del Activo Bellota-Jujo, y a la reclasificación de volumen original probable a posible en el campo Giraldas. De igual forma el principal decremento se encuentra en el campo Terra por 46.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La región registra al 1 de enero de 2012 una ligera variación positiva de 0.4 por ciento de su volumen original total o 3P de aceite en comparación al año anterior, ubicándose en 39,255.7 millones de barriles de aceite. Este incremento se origina debido a las incorporaciones de los campos nuevos Pareto con 258.9 millones de barriles de aceite y Tokal con 43.0 millones de barriles de aceite.

Por lo que concierne al volumen original total o 3P de gas natural, éste alcanza un valor de 74,271.0 miles de millones de pies cúbicos, que representa un incremento de 0.7 por ciento con respecto al año anterior, mismo que ocurre principalmente por la actualización de los modelos geológicos de los campos Gaucho y Juspi. Nuevamente los incrementos debido a la actividad exploratoria en el Activo Bellota-Jujo por 682.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, no fueron suficiente para revertir la disminución del volumen original total de gas natural.



5.4.2 Evolución de las reservas

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012 se sitúa en 2,417.2 millones de barriles, esto significa, 24.1 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural, ésta alcanzó un cifra de 6,437.2 miles de millones de pies cúbicos, correspondiente a 37.4 por ciento del total de la reserva probada del país.

En cuanto a la desagregación de las reservas probadas, las probadas desarrolladas de aceite y gas natural alcanzaron 1,558.1 millones de barriles y 4,435.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente, mientras que las probadas no desarrolladas son 859.1 millones de barriles de aceite y 2,001.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 23.0 y 26.5 por ciento del total de la reserva probada desarrollada y no desarrollada de aceite del país, mientras que para la reserva probada desarrollada y no desarrollada de gas del país las cifras corresponden a 41.2 y 31.0 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas en la región, los campos con mayor participación son los que integran el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo-Tecominoacán con 423.9 y 295.3 millones de barriles de aceite y 917.1 y 645.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

Al 1 de enero del año 2012, las reservas 2P (probadas más probables) son 3,083.8 millones de barriles de aceite y 7,811.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En términos de reserva 3P (probadas más probables más posibles), se tienen en la región 3,491.8 millones de barriles de aceite y 8,628.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.27 y 5.28 se aprecian las variaciones de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años. En el cuadro 5.15 se indica, a nivel activo, la distribución de estas reservas clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado. Esta clasificación se muestra para las categorías de reserva probada, 2P y 3P. Cabe aclarar que el gas no asociado incluye el correspondiente a los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

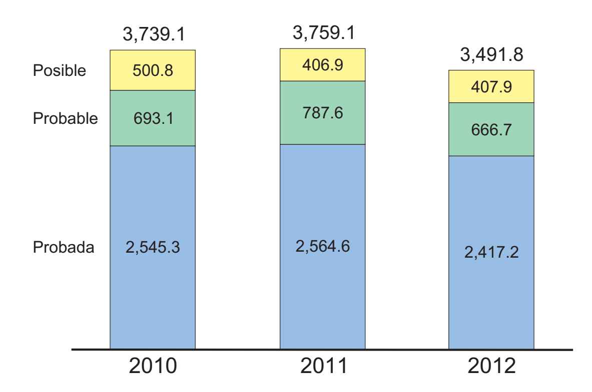


Figura 5.27 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región con 95.7 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 4.3 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, 81.5 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de aceite y gas asociado siguen siendo Jujo-Tecominoacán, Íride, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque con 2,985.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que los de gas no asociado son Costero, Giraldas y

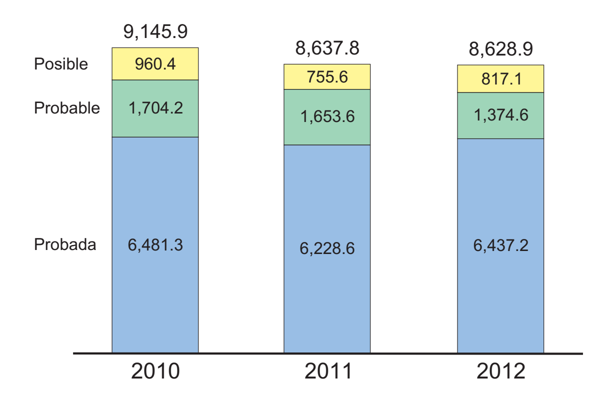


Figura 5.28 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

Cuadro 5.15 Composición de las reservas por activo de la Región Sur.

Reserva / Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	**103.5**	**1,602.3**	**711.4**	**5,244.7**	**1,192.6**
Bellota-Jujo	25.4	623.8	229.4	1,716.2	66.4
Cinco Presidentes	16.2	208.2	4.1	316.2	7.5
Macuspana-Muspac	2.2	41.1	115.5	405.3	1,060.5
Samaria-Luna	59.7	729.2	362.3	2,807.0	58.1
2P	**172.9**	**1,845.8**	**1,065.1**	**6,218.7**	**1,593.2**
Bellota-Jujo	28.5	754.4	435.2	2,166.7	95.1
Cinco Presidentes	17.3	231.6	6.7	351.3	7.5
Macuspana-Muspac	3.1	47.8	161.5	490.3	1,366.4
Samaria-Luna	124.1	812.0	461.7	3,210.4	124.1
3P	**303.8**	**1,945.8**	**1,242.2**	**6,706.9**	**1,922.1**
Bellota-Jujo	30.7	764.0	524.6	2,323.6	104.0
Cinco Presidentes	18.4	296.9	11.2	426.1	44.0
Macuspana-Muspac	3.1	72.9	212.4	650.2	1,648.7
Samaria-Luna	251.6	812.0	494.0	3,307.0	125.4

Chiapas-Copanó con 727.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos tres últimos campos son yacimientos de gas y condensado, mientras que los campos mayores de gas seco o gas húmedo son Narváez, José Colomo y Usumacinta con 100.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2012, es 666.7 millones de barriles que representan el 7.8 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,374.6 miles de millones de pies cúbicos, equivalente a 7.8 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 407.9 millones de barriles de aceite, que representa el 3.4 por ciento del total nacional, en tanto la reserva posible de gas natural se sitúa en 817.1 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 3.0 por ciento nacional.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2012, presenta un incremento de 1.8 por ciento con respecto al año anterior, situándose en 2,417.2 millones de barriles. Esta variación positiva se localiza principalmente en los campos Pareto, Bellota, San Ramón, Costero y Teotleco que en conjunto adicionaron y reclasificaron 65.2 millones de barriles de aceite. En el caso de Pareto es un campo nuevo que incorpora 17.8 millones de barriles de aceite. Para el caso de Bellota se incorpora a reserva probada el Bloque Noreste, y el incremento en los campos San Ramón, Costero y Teotleco se debe principalmente a la actualización de sus respectivos modelos geológicos, realizada por los resultados de la perforación de pozos de desarrollo durante 2011. El principal decremento se tiene en el campo Jujo-Tecominoacán con 39.4 millones de barriles de aceite originado por el ajuste en el modelo de simulación del campo.

Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, muestran un incremento de 826.4.0 miles de millones de pies cúbicos, alcanzando al 1 de enero de 2012 un valor de 6,437.2 miles de millones de pies cúbicos. Esta variación positiva se explica fundamentalmente por

el incremento en los campos Costero, Iride, y Juspi por 520.2 miles de millones de pies cúbicos, como consecuencia del ajuste en sus respectivos modelos geológicos y por 45.9 miles de millones de pies cúbicos debidos a la incorporación exploratoria del campo Pareto. Por lo que respecta a los decrementos en esta categoría de reserva, al igual que para el caso del aceite el campo Jujo-Tecominoacán presenta la principal variación con una reducción de 39.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En cuanto a las reservas probables de aceite de la región, al 1 de enero de 2012, el valor estimado es de 666.7 millones de barriles, lo que significa un decremento de 120.9 millones de barriles en comparación con la reserva al 1 de enero de 2011. Esta disminución de reservas se origina principalmente por los decrementos registrados en los campos Cunduacán, Oxiacaque, Teotleco, Caparroso-Pijije-Escuintle y Cárdenas, por 90.5 millones de barriles. En los campos Cunduacán y Oxiacaque, la reducción se debe a la revisión del comportamiento presión-producción de éstos campos. En el caso de los campos Teotleco y Caparroso-Pijije-Escuintle, la razón es la reclasificación de reserva probable a reserva probada por la perforación y terminación de los pozos Teotleco-7, Teotleco-11, Pijije-33, Pijije-117, Pijije-125 y Pijije-127 y en Cárdenas por la actualización del modelo de simulación para el mantenimiento de presión en los bloques KINE y KISW. Por otra parte, se tuvieron incrementos que aunque no lograron compensar las reducciones fueron importantes. Por ejemplo, los descubrimientos de los campos Pareto y Tokal, que adicionaron 25.9 y 5.0 millones de barriles, respectivamente.

La reserva probable de gas natural de la región presenta un decremento de 278.9 miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2011. De esta forma, al 1 de enero de 2012 la reserva asciende a 1,374.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta reducción de reservas se tiene básicamente en los campos Costero, Teotleco, Chiapas-Copanó y Caparroso-Pijije-Escuintle con 226.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta reducción se debe a la reclasificación de reserva probable a probada por la perforación de pozos de desarrollo durante 2011 y al ajuste en sus respectivos modelos geológicos. El principal incremento es por la incorporación exploratoria de Pareto y Tokal con 67.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En cuanto a la reserva posible de aceite de la región al 1 de enero de 2012, ésta presenta un pequeño incremento de 1.0 millón de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2011, y se ubica en 407.9 millones de barriles. El incremento en cuestión se localiza principalmente en los campos nuevos Pareto y Tokal, con 25.5 y 5.0 millones de barriles, respectivamente, producto de la actividad exploratoria. El principal decremento se tiene en el campo Ogarrio por 8.9 millones de barriles y esta variación se debe a la reclasificación de reserva posible a reserva probada por la perforación de 13 pozos de desarrollo durante 2011.

De igual forma, las reservas posibles de gas natural, presentan un incremento con respecto al año anterior por 61.5 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2012 de 817.1 miles de millones de pies cúbicos. La principal variación positiva se tiene por el descubrimiento de Pareto y Tokal con 62.0 miles de millones de pies cúbicos. Una de las principales variaciones negativas se tiene en el campo Bellota con 14.9 miles de millones de pies cúbicos, originada por un ajuste en el modelo geológico del bloque del pozo Bellota-73. En el cuadro 5.16 se muestra la distribución de las reservas de gas natural, gas entregado en planta y gas seco en las categorías de reservas probada, probable y posible.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Sur al 1 de enero de 2012 en términos de petróleo crudo equivalente

Cuadro 5.16 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		**6,437.2**	**6,126.0**	**4,654.1**
	Bellota-Jujo	1,782.6	1,624.1	1,218.8
	Cinco Presidentes	323.7	258.4	213.8
	Macuspana-Muspac	1,465.8	1,439.5	1,117.4
	Samaria-Luna	2,865.1	2,804.0	2,104.1
Probable		**1,374.6**	**1,327.6**	**1,022.8**
	Bellota-Jujo	479.2	462.0	346.7
	Cinco Presidentes	35.1	28.6	23.7
	Macuspana-Muspac	390.9	380.7	310.1
	Samaria-Luna	469.4	456.3	342.4
Posible		**817.1**	**738.8**	**576.5**
	Bellota-Jujo	165.7	155.5	118.5
	Cinco Presidentes	111.3	49.3	40.8
	Macuspana-Muspac	442.1	436.7	344.1
	Samaria-Luna	97.9	97.4	73.1

asciende a 3,980.2 millones de barriles, volumen que significa 28.8 por ciento de la reserva probada nacional, figura 5.29. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un incremento de 309.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, dicha variación positiva se origina principalmente en los campos Costero, Bellota, Iride, Juspi y Terra con 159.3 millones barriles y por la incorporación de Pareto y Tokal con 30.2 millones de barriles. El principal decremento se tiene por la revisión del modelo de simulación del campo Jujo-Tecominoacán con 51.9 millones de barriles.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, la región totalizó 1,003.4 millones de barriles, que equivalen al 8.1 por ciento del total de las reservas probables del país, figura 5.30. Para esta categoría se presenta un de-

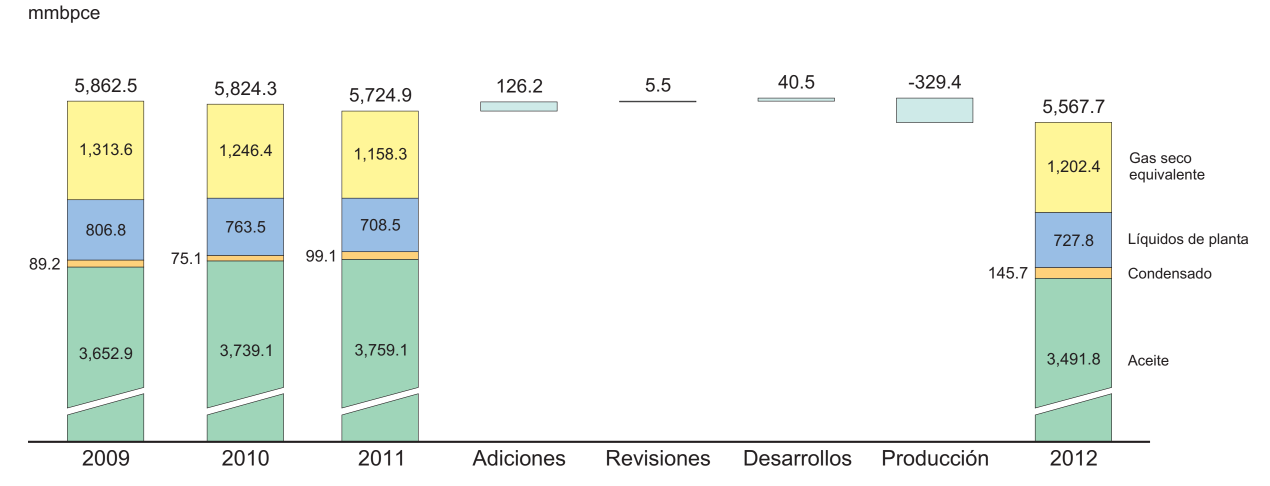


Figura 5.29 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

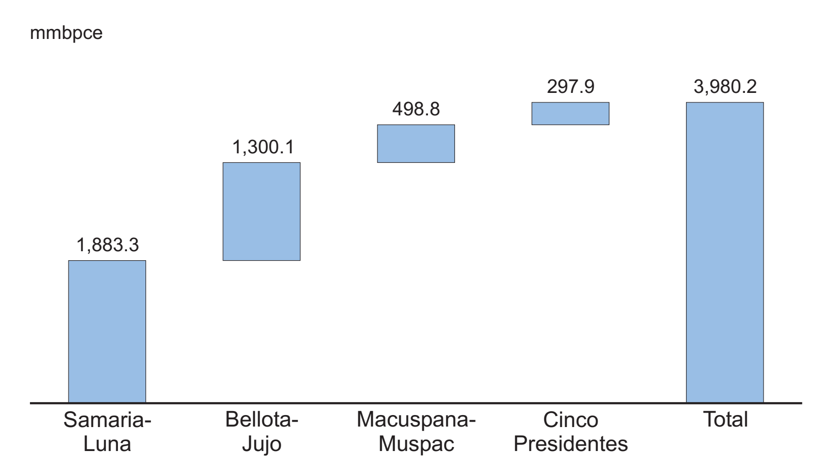


Figura 5.30 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Sur.

cremento de 164.8 millones de barriles en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior. Esto se originó principalmente en los campos Cunduacán, Costero, Teotleco, Caparroso-Pijije-Escuintle, Cárdenas y Sen con 136.8 millones de barriles de aceite. Los descubrimientos de los campos nuevos Pareto y Tokal con 55.1 millones de barriles no lograron contrarrestar este efecto negativo.

La reserva posible al 1 de enero de 2012 es de 584.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 3.3 por ciento del total del país, figura 5.31. Con relación al año anterior, la reserva posible de la región presenta un incremento de 27.9 millones de barriles. Esta variación positiva se debe principalmente a los campos Pareto, Cárdenas, Juspi y Tokal, que en conjunto adicionaron 72.8 millones de barriles. Sin embargo, dicho incremento fue contrarrestado por los campos Terra, Bellota y Ogarrio, los cuales disminuyeron sus reservas en 14.0, 11.6 y 11.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2012 asciende a 5,567.7 millones de barriles, equivalente al 12.7 por ciento del total nacional. Este valor comparado con el del año anterior, presenta un incremento de 3.0 por ciento. La reserva 3P se

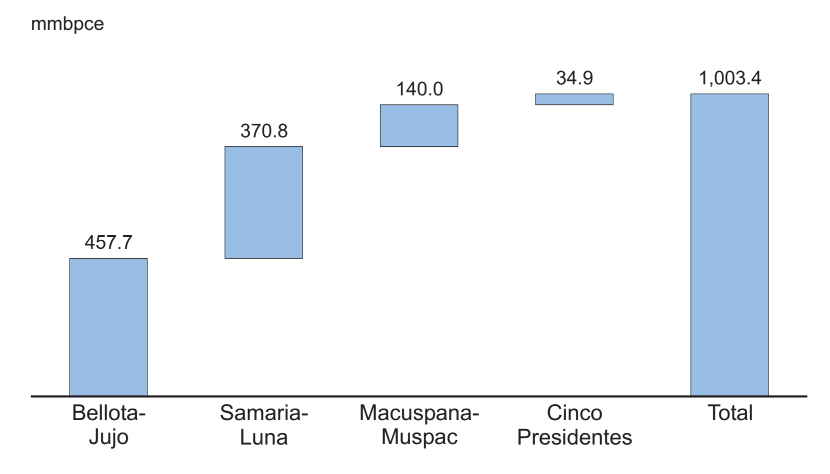


Figura 5.31 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Sur.

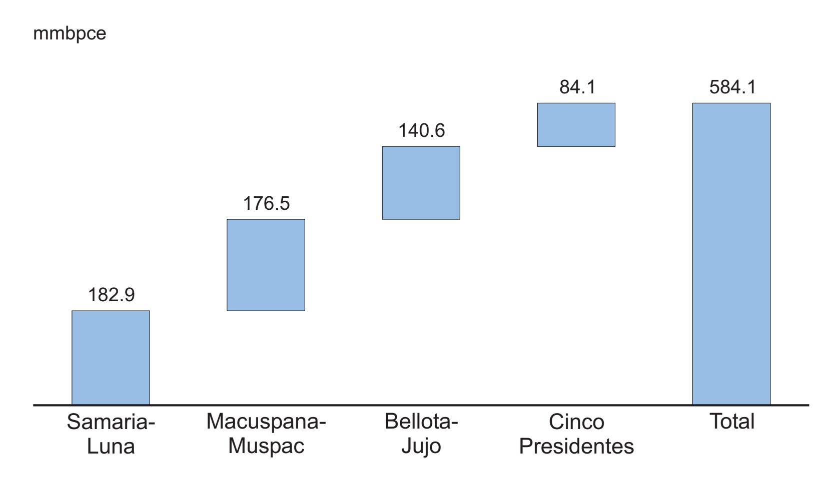


Figura 5.32 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Sur.

localiza principalmente en los campos de los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que suman 4,335.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 77.9 por ciento del total regional. En la figura 5.32 se presenta la variación que han sufrido las reservas 3P durante el año 2011, en comparación con los años 2009 y 2010.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de aceite al 1 de enero de 2012, alcanza un valor de 12.5 años. El valor anterior, es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del año 2011, cuyo volumen fue de 193.7 millones de barriles de aceite. Si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta de 15.9 años, en tanto para la reserva 3P de 18.0 años. El Activo Bellota-Jujo tiene la mayor relación reserva probada-producción de aceite con 16.8 años, seguido por el Activo Samaria-Luna con una relación de 14.2 años.

Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural, ésta resulta de 10.4 años, utilizando una producción anual de 617.7 miles de millones de pies cúbico, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 12.6 y 14.0 años, respectivamente. El activo que presenta la mayor relación reserva-producción en sus categorías 1P, 2P y 3P es Bellota-Jujo con 16.9, 21.5 y 23.1 años, respectivamente.

Considerando la reserva probada en petróleo crudo equivalente, la relación reserva probada-producción de la región es 12.1 años, empleando una producción anual de 329.4 millones de barriles de aceite en 2011. En cuanto a la reserva 2P, resultado de adicionar las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 15.1 años, mientras que la citada relación resulta de 16.9 años al considerar la reserva 3P o total. El Activo Bellota-Jujo presenta las mayores relaciones reserva-producción de la región en la categoría de reservas probadas, 2P y 3P con 17.1, 23.2 y 25.0 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

La reserva probada de la Región Sur está constituida por 60.7 por ciento de aceite crudo, 2.9 por ciento de condensado, 13.9 por ciento de líquidos de planta y 22.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido. Asimismo, se observa que el gas producido por estos yacimientos contienen una gran cantidad de líquidos que son recuperados en los centros procesadores.

La reserva probable asciende a 1,003.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de este volu-

Cuadro 5.17 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Sur.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2010	**Total**	**3,739.1**	**75.1**	**763.5**	**1,246.4**	**5,824.3**
	Probada	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1
	Probable	693.1	10.1	138.1	236.2	1,077.4
	Posible	500.8	3.7	77.0	129.3	710.8
2011	**Total**	**3,759.1**	**99.1**	**708.5**	**1,158.3**	**5,724.9**
	Probada	2,564.6	79.5	521.1	835.4	4,000.5
	Probable	787.6	16.7	134.3	229.6	1,168.2
	Posible	406.9	2.9	53.1	93.3	556.2
2012	**Total**	**3,491.8**	**145.7**	**727.8**	**1,202.4**	**5,567.7**
	Probada	2,417.2	114.4	553.8	894.9	3,980.2
	Probable	666.7	26.9	113.2	196.7	1,003.4
	Posible	407.9	4.4	60.9	110.8	584.1

men, 66.4 por ciento es aceite crudo, 2.7 por ciento son condensados, 11.3 por ciento son líquidos de planta y 19.6 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

Finalmente, la reserva posible asciende a 584.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual está conformada en 69.8 por ciento de aceite crudo, 0.8 por ciento por condensados, 10.4 por ciento por líquidos de planta y 19.0 por ciento corresponde a gas seco equivalente a líquido.

El cuadro 5.17 presenta la distribución de reservas de hidrocarburos de la Región Sur de acuerdo al tipo de fluido para las categorías probada, probable y posible, en los últimos tres años.

Abreviaturas

	Concepto
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
API	American Petroleum Institute
b	barriles
bd	barriles diarios
BTU	british thermal unit
DST	drill stem test
feem	factor de encogimiento por eficiencia en el manejo
fegsl	factor de equivalencia calorífica del gas seco a líquido
fei	factor de encogimiento por impurezas
feilp	factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta
felp	factor de encogimiento por licuables en planta
felt	factor de encogimiento por licuables en el transporte
frc	factor de recuperación de condensado
frlp	factor de recuperación de líquidos en planta
gr/cm^3	gramos sobre centímetro cúbico
kg/cm^2	kilogramos sobre centímetro cuadrado
mb	miles de barriles
mbpce	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mmb	millones de barriles
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmb	miles de millones de barriles
mmmbpce	miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmmpc	billones de pies cúbicos
mmmpc	miles de millones de pies cúbicos
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mpc	miles de pies cúbicos
pc	pies cúbicos
pce	petróleo crudo equivalente
PEP	Pemex Exploración y Producción
PVT	presión-volumen-temperatura
SEC	Securities and Exchange Commission
SPE	Society of Petroleum Engineers
WPC	World Petroleum Council
1P	reservas probadas
2D	bidimensional
2P	reservas probadas más probables
3D	tridimensional
3P	reservas probadas más probables más posibles

Glosario

Abandono de pozos: Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de substancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

Aceite extrapesado: Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Acumulación: Ocurrencia natural de un cuerpo individual de petróleo en un yacimiento.

Adiciones: Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.

Aguas profundas: Zonas costafuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.

Aguas ultraprofundas: Zonas costafuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 1,500 metros, pero menor a 3,000 metros.

Anticlinal: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

Area probada: Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

Area probada desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.

Area probada no desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.

Basamento: Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

Betumen: Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El be-

tumen natural tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises, medido a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas. Frecuentemente, requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.

Bombeo mecánico: Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de éste a la superficie.

Bombeo neumático: Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.

Campo: Area consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Complejo: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

Compresor: Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.

Condensados: Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

Condiciones estándar: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Contacto de fluidos: La superficie o interfase en un yacimiento que separa dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en saturaciones de fluidos. Debido a la capilaridad y otros fenómenos, el cambio en la saturación de fluidos no necesariamente es abrupto, ni la superficie necesariamente es horizontal.

Cracking: Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.

Criogenia: Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Delimitación: Actividad de exploración que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

Densidad: Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

Densidad API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: Densidad API = (141.5 / densidad relativa) - 131.5. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API.

Desarrollo: Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento: Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Dómica: Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.

Endulzadora: Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.

Evaporitas: Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.

Espesor neto (h_n): Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor total (h): Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

Estimulación: Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar conductos existentes o crear nuevos en la formación productora de un pozo.

Estratigrafía: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

Factor de compresibilidad del gas (Z): Relación adimensional entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Su valor fluctúa usualmente entre 0.7 y 1.2.

Factor de encogimiento por eficiencia en el manejo (feem): Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por impurezas (fei): Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo analizado.

Factor de encogimiento por impurezas y licuables en planta (feilp): Es la fracción obtenida al considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo así como el encogimiento por la generación de líquidos de planta en el complejo procesador de gas.

Factor de encogimiento por licuables en el transporte (felt): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.

Factor de encogimiento por licuables en planta (felp): Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo en estudio.

Factor de equivalencia del gas seco a líquido (fegsl): Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de

aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.

Factor de recuperación de condensados (frc): Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.

Factor de recuperación de líquidos en planta (frlp): Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en la planta procesadora de gas natural. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.

Factor de resistividad de la formación (F): Relación de la resistividad de una roca saturada 100 por ciento con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.

Factor de volumen (B): Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

Falla: Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

Falla inversa: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

Falla normal: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de la columna estratigráfica.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas asociado libre: Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas asociado en solución o disuelto: Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

Gas húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o substancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano.

El gas seco también se obtiene de los complejos procesadores de gas.

Gas seco equivalente a líquido (GSEL): Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen del gas seco.

Graben: Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Horst: Bloque de la corteza terrestre que se ha levantado entre dos fallas; lo contrario de un graben.

Indice de hidrocarburos: Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

Kerógeno: Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

Límite convencional: Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

Límite físico: Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.), por contactos entre fluidos, o por reducción hasta límites críticos de la porosidad, la permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

Limolita: Roca sedimentaria de grano fino que es transportada por acción del agua. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

Líquidos de planta: Líquidos del gas natural recuperados en plantas de procesamiento de gas, consistiendo de etano, propano y butano, principalmente.

Metamórfico: Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede, generalmente a grandes profundidades, por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.

Nariz estructural: Término empleado en la geología estructural para definir una forma geométrica en forma de saliente a partir de un cuerpo principal.

Núcleo: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Petróleo crudo equivalente (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

Permeabilidad: Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

Permeabilidad efectiva: Es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, por ejemplo, gas, aceite, y agua. Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Planta criogénica: Planta procesadora capaz de producir productos líquidos del gas natural, incluyendo etano, a muy bajas temperaturas de operación.

Play: Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Poder calorífico: Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad efectiva: Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

Pozo exploratorio: Pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya explotación sea económicamente rentable.

Presión capilar: Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos.

Presión de abandono: Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo.

Presión de saturación: Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Presión de rocío: Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Presión original: Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la presión que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Producción caliente: Es la producción óptima de aceites pesados a través del empleo de métodos térmicos de recuperación mejorada.

Producción fría: Es el uso de técnicas operativas y especializadas de explotación, cuya finalidad es producir rápidamente aceites pesados sin aplicar métodos de recuperación térmica.

Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.

Proyecto piloto: Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/u obtener resultados que puedan ser utilizados para generalizar una estrategia de explotación en todo el campo petrolero.

Prueba de formación (Drill Stem Test): Procedimiento que utiliza la sarta de perforación para determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).

Recuperación primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

Recuperación secundaria: Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.

Recurso contingente: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso prospectivo: Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Registro de pozos: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Regresión: Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar.

Relación gas-aceite (RGA): Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

Relación gas disuelto-aceite: Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).

Relación reserva-producción: Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Reservas económicas: Producción acumulada que se obtiene de un pronóstico de producción en donde se aplican criterios económicos.

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Reserva original: Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas probadas desarrolladas: Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

Reservas probadas no desarrolladas: Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones actuales para producción y transporte, y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, o con el mecanismo de recuperación propuesto en operación que se ha anticipado con alto grado de certidumbre en yacimientos favorables a este método de explotación.

Reservas no probadas: Volúmenes de hidrocarburos y substancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.

Reservas técnicas: Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

Revisión: Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.

Saturación de fluidos: Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

Sección sísmica: Perfil sísmico que emplea la reflexión de las ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.

Segregación gravitacional: Mecanismo de empuje en el yacimiento, en el que se presenta la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus respectivas densidades. Por ejemplo, siendo el agua más pesada que el aceite, en un proyecto de inyección de agua, este fluido tenderá a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

Sistema artificial de producción: Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie.

Tasa de restitución de reservas: Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

Trampa: Geometría que permite la concentración de hidrocarburos.

Transgresión: Término geológico utilizado para definir la sumersión bajo el nivel del mar de una parte del continente, como resultado de un descenso del mismo, o de una elevación del nivel del mar.

Volumen original de gas: Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen original de petróleo o aceite: Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Yacimiento: Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimiento análogo: Porción de trampa geológica intercomunicada hidráulicamente con condiciones de yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades de roca y fluidos similares a las de otra estructura de interés, pero que típicamente se encuentra en una etapa de desarrollo más avanzada que ésta, proporcionando de esta forma un apoyo para su interpretación a partir de datos limitados, así como para la estimación de su factor de recuperación.

Pemex Exploración y Producción
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**255,913.2**	**257,483.6**	**43,837.3**	**30,612.5**	**367.8**	**3,953.1**	**8,903.9**	**61,640.9**	**46,308.5**
Marina Noreste	76,769.1	27,939.4	12,526.3	11,595.3	143.3	261.5	526.1	4,438.6	2,736.4
Marina Suroeste	28,719.2	45,224.4	7,054.4	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	14,615.2	11,227.4
Norte	111,169.1	110,048.8	18,689.0	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	33,958.1	26,091.3
Sur	39,255.7	74,271.0	5,567.7	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	8,628.9	6,253.4
Probadas	**157,558.5**	**191,862.7**	**13,810.3**	**10,025.2**	**238.7**	**1,098.1**	**2,448.3**	**17,224.4**	**12,733.5**
Marina Noreste	62,203.2	25,603.5	6,139.4	5,528.0	93.2	173.6	344.6	2,848.7	1,792.0
Marina Suroeste	19,129.1	26,222.0	2,115.5	1,266.9	21.4	264.4	562.8	4,080.1	2,927.1
Norte	41,187.3	71,433.3	1,575.2	813.1	9.7	106.3	646.1	3,858.3	3,360.3
Sur	35,039.0	68,604.0	3,980.2	2,417.2	114.4	553.8	894.9	6,437.2	4,654.1
Probables	**50,958.9**	**32,154.2**	**12,352.7**	**8,548.1**	**84.6**	**1,163.9**	**2,556.1**	**17,612.5**	**13,293.9**
Marina Noreste	5,739.8	973.1	3,203.6	2,999.7	35.4	56.6	111.8	942.7	581.6
Marina Suroeste	3,595.9	5,740.2	1,976.4	1,202.4	18.3	209.9	545.7	3,765.4	2,838.4
Norte	38,883.2	21,824.5	6,169.3	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	11,529.7	8,851.1
Sur	2,740.1	3,616.4	1,003.4	666.7	26.9	113.2	196.7	1,374.6	1,022.8
2P	**208,517.5**	**224,017.0**	**26,163.0**	**18,573.3**	**323.3**	**2,262.0**	**5,004.4**	**34,836.8**	**26,027.4**
Marina Noreste	67,943.0	26,576.6	9,343.0	8,527.7	128.7	230.2	456.4	3,791.4	2,373.6
Marina Suroeste	22,725.0	31,962.2	4,091.9	2,469.3	39.8	474.3	1,108.5	7,845.5	5,765.4
Norte	80,070.4	93,257.8	7,744.5	4,492.4	13.6	890.6	2,347.9	15,388.1	12,211.4
Sur	37,779.1	72,220.3	4,983.6	3,083.8	141.3	667.0	1,091.5	7,811.9	5,677.0
Posibles	**47,395.8**	**33,466.6**	**17,674.3**	**12,039.3**	**44.5**	**1,691.1**	**3,899.5**	**26,804.0**	**20,281.1**
Marina Noreste	8,826.2	1,362.8	3,183.3	3,067.6	14.6	31.3	69.8	647.2	362.8
Marina Suroeste	5,994.3	13,262.2	2,962.5	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	6,769.7	5,461.9
Norte	31,098.7	16,791.0	10,944.5	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	18,570.0	13,879.9
Sur	1,476.6	2,050.7	584.1	407.9	4.4	60.9	110.8	817.1	576.5

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción
Producción de hidrocarburos

	2009		2010		2011		Acumulada al 1 de enero 2012	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc
	949.5	**2,566.2**	**940.2**	**2,562.3**	**930.8**	**2,406.8**	**39,694.6**	**69,255.2**
Marina Noreste	**544.9**	**650.6**	**510.0**	**578.0**	**490.1**	**513.0**	**17,463.9**	**9,024.9**
Cantarell	250.0	531.2	203.7	456.9	182.7	392.3	13,896.0	7,327.0
Ku-Maloob-Zaap	294.9	119.4	306.3	121.1	307.4	120.8	3,567.9	1,697.8
Marina Suroeste	**188.9**	**405.7**	**198.7**	**427.7**	**204.6**	**441.0**	**6,245.3**	**7,974.2**
Abkatún-Pol-Chuc	111.5	211.8	108.1	216.9	100.8	204.0	5,538.2	6,353.9
Litoral de Tabasco	77.5	193.9	90.6	210.8	103.8	237.0	707.1	1,620.3
Norte	**34.1**	**926.0**	**37.4**	**912.4**	**42.4**	**835.1**	**5,760.1**	**23,209.9**
Aceite Terciario del Golfo	10.8	28.7	15.0	31.1	19.3	40.8	204.9	369.8
Burgos	0.0	553.1	0.0	539.6	0.0	490.6	33.7	12,128.7
Poza Rica-Altamira	21.6	48.7	20.6	42.8	22.0	42.0	5,441.0	7,506.4
Veracruz	1.7	295.5	1.8	298.9	1.2	261.6	80.5	3,204.9
Sur	**181.7**	**583.9**	**194.1**	**644.1**	**193.7**	**617.7**	**10,225.3**	**29,046.3**
Bellota-Jujo	62.8	95.2	58.5	111.7	52.3	105.2	3,094.5	4,751.6
Cinco Presidentes	20.6	25.2	26.2	38.3	30.5	42.7	1,814.5	2,220.8
Macuspana-Muspac	25.2	215.7	30.1	211.7	29.6	208.6	1,799.8	15,555.0
Samaria-Luna	73.0	247.7	79.4	282.5	81.3	261.2	3,516.5	6,518.8

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Noreste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**76,769.1**	**27,939.4**	**12,526.3**	**11,595.3**	**143.3**	**261.5**	**526.1**	**4,438.6**	**2,736.4**
Cantarell	38,037.3	17,911.1	5,352.3	4,844.8	88.4	137.4	281.7	2,081.8	1,465.1
Ku-Maloob-Zaap	38,731.8	10,028.3	7,173.9	6,750.4	54.9	124.1	244.4	2,356.9	1,271.3
Probadas	**62,203.2**	**25,603.5**	**6,139.4**	**5,528.0**	**93.2**	**173.6**	**344.6**	**2,848.7**	**1,792.0**
Cantarell	37,421.8	17,629.6	2,342.4	2,024.9	54.6	87.7	175.3	1,300.9	911.9
Ku-Maloob-Zaap	24,781.4	7,973.9	3,796.9	3,503.1	38.7	85.9	169.2	1,547.7	880.1
Probables	**5,739.8**	**973.1**	**3,203.6**	**2,999.7**	**35.4**	**56.6**	**111.8**	**942.7**	**581.6**
Cantarell	462.1	109.5	1,539.7	1,417.6	25.1	32.6	64.5	489.0	335.5
Ku-Maloob-Zaap	5,277.7	863.7	1,663.9	1,582.2	10.4	24.0	47.3	453.7	246.1
2P	**67,943.0**	**26,576.6**	**9,343.0**	**8,527.7**	**128.7**	**230.2**	**456.4**	**3,791.4**	**2,373.6**
Cantarell	37,883.8	17,739.0	3,882.2	3,442.4	79.6	120.3	239.8	1,789.9	1,247.4
Ku-Maloob-Zaap	30,059.1	8,837.6	5,460.8	5,085.3	49.0	110.0	216.5	2,001.5	1,126.2
Posibles	**8,826.2**	**1,362.8**	**3,183.3**	**3,067.6**	**14.6**	**31.3**	**69.8**	**647.2**	**362.8**
Cantarell	153.5	172.1	1,470.2	1,402.4	8.7	17.2	41.9	291.8	217.7
Ku-Maloob-Zaap	8,672.6	1,190.8	1,713.1	1,665.2	5.9	14.2	27.9	355.4	145.1

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Marina Suroeste
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta * mmb	Gas seco ** mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas seco mmmpc
Totales (3P)	**28,719.2**	**45,224.4**	**7,054.4**	**4,026.4**	**61.0**	**808.3**	**2,158.7**	**14,615.2**	**11,227.4**
Abkatún-Pol-Chuc	17,035.1	16,777.0	1,464.0	1,141.4	20.5	104.8	197.3	1,708.8	1,025.9
Litoral de Tabasco	11,684.1	28,447.4	5,590.4	2,885.0	40.5	703.5	1,961.5	12,906.4	10,201.5
Probadas	**19,129.1**	**26,222.0**	**2,115.5**	**1,266.9**	**21.4**	**264.4**	**562.8**	**4,080.1**	**2,927.1**
Abkatún-Pol-Chuc	14,561.5	15,317.9	571.0	413.8	9.7	51.2	96.3	833.6	500.9
Litoral de Tabasco	4,567.6	10,904.1	1,544.5	853.1	11.7	213.2	466.5	3,246.6	2,426.1
Probables	**3,595.9**	**5,740.2**	**1,976.4**	**1,202.4**	**18.3**	**209.9**	**545.7**	**3,765.4**	**2,838.4**
Abkatún-Pol-Chuc	1,286.1	1,033.9	719.4	570.1	9.7	48.4	91.2	785.2	474.3
Litoral de Tabasco	2,309.8	4,706.3	1,257.0	632.4	8.6	161.5	454.5	2,980.1	2,364.1
2P	**22,725.0**	**31,962.2**	**4,091.9**	**2,469.3**	**39.8**	**474.3**	**1,108.5**	**7,845.5**	**5,765.4**
Abkatún-Pol-Chuc	15,847.6	16,351.8	1,290.4	983.8	19.4	99.6	187.5	1,618.8	975.2
Litoral de Tabasco	6,877.4	15,610.4	2,801.6	1,485.5	20.4	374.7	921.0	6,226.7	4,790.2
Posibles	**5,994.3**	**13,262.2**	**2,962.5**	**1,557.1**	**21.2**	**334.0**	**1,050.2**	**6,769.7**	**5,461.9**
Abkatún-Pol-Chuc	1,187.5	425.2	173.6	157.6	1.1	5.2	9.7	90.0	50.7
Litoral de Tabasco	4,806.8	12,837.0	2,788.9	1,399.5	20.1	328.8	1,040.4	6,679.7	5,411.3

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Norte
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**111,169.1**	**110,048.8**	**18,689.0**	**11,499.1**	**17.8**	**2,155.4**	**5,016.7**	**33,958.1**	**26,091.3**
Aceite Terciario del Golfo	81,492.6	37,866.5	17,036.6	10,947.1	0.0	2,056.2	4,033.4	28,397.4	20,977.2
Burgos	418.7	22,986.9	777.2	9.5	17.3	66.6	683.7	3,759.6	3,556.1
Poza Rica-Altamira	28,502.1	43,210.9	653.1	521.5	0.0	31.0	100.5	751.7	522.8
Veracruz	755.8	5,984.5	222.1	20.9	0.5	1.7	199.0	1,049.3	1,035.2
Probadas	**41,187.3**	**71,433.3**	**1,575.2**	**813.1**	**9.7**	**106.3**	**646.1**	**3,858.3**	**3,360.3**
Aceite Terciario del Golfo	12,485.2	5,705.2	743.0	568.3	0.0	59.0	115.7	880.8	601.9
Burgos	397.0	18,832.0	388.0	6.4	9.4	31.8	340.3	1,876.7	1,769.9
Poza Rica-Altamira	27,549.3	41,007.2	294.0	229.2	0.0	14.8	49.9	362.2	259.6
Veracruz	755.8	5,888.9	150.2	9.1	0.2	0.7	140.2	738.6	729.0
Probables	**38,883.2**	**21,824.5**	**6,169.3**	**3,679.3**	**3.9**	**784.2**	**1,701.8**	**11,529.7**	**8,851.1**
Aceite Terciario del Golfo	38,708.5	19,169.6	5,745.8	3,496.8	0.0	759.4	1,489.6	10,311.2	7,747.4
Burgos	11.5	1,936.5	169.3	2.4	3.9	15.4	147.7	812.5	768.0
Poza Rica-Altamira	163.1	718.4	220.5	175.0	0.0	9.3	36.2	258.1	188.5
Veracruz	0.0	0.0	33.6	5.1	0.1	0.2	28.3	147.9	147.1
2P	**80,070.4**	**93,257.8**	**7,744.5**	**4,492.4**	**13.6**	**890.6**	**2,347.9**	**15,388.1**	**12,211.4**
Aceite Terciario del Golfo	51,193.7	24,874.8	6,488.8	4,065.1	0.0	818.4	1,605.3	11,192.0	8,349.3
Burgos	408.5	20,768.5	557.3	8.8	13.3	47.2	488.0	2,689.2	2,537.9
Poza Rica-Altamira	27,712.4	41,725.6	514.5	404.3	0.0	24.1	86.2	620.3	448.1
Veracruz	755.8	5,888.9	183.9	14.3	0.3	0.8	168.5	886.5	876.2
Posibles	**31,098.7**	**16,791.0**	**10,944.5**	**7,006.7**	**4.2**	**1,264.9**	**2,668.7**	**18,570.0**	**13,879.9**
Aceite Terciario del Golfo	30,298.8	12,991.7	10,547.8	6,882.0	0.0	1,237.8	2,428.0	17,205.4	12,628.0
Burgos	10.2	2,218.5	219.9	0.8	4.0	19.4	195.8	1,070.4	1,018.2
Poza Rica-Altamira	789.7	1,485.3	138.6	117.3	0.0	6.9	14.4	131.4	74.7
Veracruz	0.0	95.6	38.2	6.6	0.2	0.8	30.6	162.8	159.0

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

Pemex Exploración y Producción, Región Sur
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos					Reserva de gas	
	Aceite	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Aceite	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco **	Gas natural	Gas seco
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmmpc	mmmpc
Totales (3P)	**39,255.7**	**74,271.0**	**5,567.7**	**3,491.8**	**145.7**	**727.8**	**1,202.4**	**8,628.9**	**6,253.4**
Bellota-Jujo	13,289.7	18,525.3	1,898.4	1,319.3	50.2	205.1	323.8	2,427.6	1,684.0
Cinco Presidentes	7,154.0	6,674.5	416.9	326.5	0.0	36.9	53.5	470.1	278.2
Macuspana-Muspac	6,077.4	29,517.9	815.4	288.4	9.0	177.4	340.6	2,298.8	1,771.7
Samaria-Luna	12,734.6	19,553.3	2,437.0	1,557.5	86.5	308.5	484.4	3,432.4	2,519.6
Probadas	**35,039.0**	**68,604.0**	**3,980.2**	**2,417.2**	**114.4**	**553.8**	**894.9**	**6,437.2**	**4,654.1**
Bellota-Jujo	11,349.1	16,194.7	1,300.1	878.6	38.0	149.2	234.3	1,782.6	1,218.8
Cinco Presidentes	6,875.8	6,366.6	297.9	228.5	0.0	28.3	41.1	323.7	213.8
Macuspana-Muspac	5,647.1	27,746.6	498.8	158.9	6.5	118.6	214.9	1,465.8	1,117.4
Samaria-Luna	11,167.1	18,296.1	1,883.3	1,151.2	69.9	257.6	404.6	2,865.1	2,104.1
Probables	**2,740.1**	**3,616.4**	**1,003.4**	**666.7**	**26.9**	**113.2**	**196.7**	**1,374.6**	**1,022.8**
Bellota-Jujo	1,685.4	1,917.3	457.7	339.4	9.2	42.4	66.7	479.2	346.7
Cinco Presidentes	177.6	183.1	34.9	27.2	0.0	3.1	4.6	35.1	23.7
Macuspana-Muspac	244.2	1,062.3	140.0	53.5	1.2	25.7	59.6	390.9	310.1
Samaria-Luna	632.9	453.6	370.8	246.5	16.5	41.9	65.8	469.4	342.4
2P	**37,779.1**	**72,220.3**	**4,983.6**	**3,083.8**	**141.3**	**667.0**	**1,091.5**	**7,811.9**	**5,677.0**
Bellota-Jujo	13,034.4	18,112.1	1,757.8	1,218.0	47.2	191.6	301.0	2,261.8	1,565.5
Cinco Presidentes	7,053.5	6,549.7	332.8	255.7	0.0	31.5	45.7	358.8	237.5
Macuspana-Muspac	5,891.3	28,808.9	638.9	212.4	7.7	144.3	274.5	1,856.7	1,427.6
Samaria-Luna	11,799.9	18,749.7	2,254.1	1,397.8	86.4	299.5	470.4	3,334.5	2,446.5
Posibles	**1,476.6**	**2,050.7**	**584.1**	**407.9**	**4.4**	**60.9**	**110.8**	**817.1**	**576.5**
Bellota-Jujo	255.3	413.2	140.6	101.3	3.0	13.5	22.8	165.7	118.5
Cinco Presidentes	100.5	124.8	84.1	70.8	0.0	5.4	7.8	111.3	40.8
Macuspana-Muspac	186.2	709.0	176.5	76.0	1.3	33.1	66.2	442.1	344.1
Samaria-Luna	934.6	803.6	182.9	159.8	0.1	9.0	14.1	97.9	73.1

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.
** El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.
Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.


PEMEX®
www.pemex.com